

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Soluções que Permitam Regular os Perfis de
Tensão da Rede BT para Valores Legalmente
Estabelecidos, Após Introdução de Microgeração .**

Nadia de Oliveira Bischoff

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito de
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

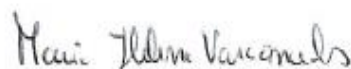
Orientador: Prof. Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira
Orientador no âmbito empresarial: Eng.º Domingos Carvalho
Porto, 26 de Janeiro de 2014

A Dissertação intitulada

**“Soluções que Permitam Regular os Perfis de Tensão da Rede BT para Valores
Legalmente Estabelecidos, Após Introdução de Microgeração”**

foi aprovada em provas realizadas em 13-02-2015

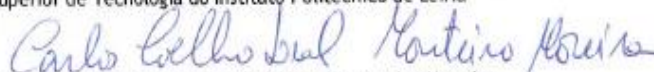
o júri



Presidente Professora Doutora Maria Helena Osório Pestana de Vasconcelos
Professora Auxiliar do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor Pedro José Franco Marques
Professor Adjunto do Departamento de Engenharia Electrotécnica da Escola
Superior de Tecnologia do Instituto Politécnico de Leiria



Professor Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua
exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente
autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou
inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas
usadas, são corretamente citados.



Autor - Nádja Marlova de Oliveira Bischoff

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

Em Portugal, seguindo a tendência mundial observa-se nos últimos anos uma mudança de paradigma em relação aos sistemas de produção e distribuição de energia. Com as alterações, o país encontra-se em fase de transição, havendo cada vez mais a integração da produção dispersa no sistema elétrico de energia nacional. Neste trabalho, com a utilização de um caso em estudo, considerou-se um microprodutor inserido em uma rede tipicamente rural com características predominantemente resistivas, caso que pode ser generalizado para redes com diminuta carga a montante. A eventual inserção de microprodução obriga a compreender o impacto nas estratégias de controlo e gestão com integração destas unidades. Com este caso de estudo proposto pela EDP Distribuição S.A foi simulado a operação da rede e posteriormente a ampliação com a inserção de novos microprodutores e com diferentes fatores de simultaneidade em pontos indicados pela empresa como críticos. As simulações realizadas têm o objetivo de detetar possíveis impactos no sistema elétrico principalmente no que se refere aos perfis de tensão.

Tendo a integração como realidade e apesar das inúmeras vantagens da produção dispersa para a rede de distribuição, os impactos negativos não podem ser desprezados, nomeadamente o aumento dos perfis de tensão que dificulta o planeamento e operação do sistema elétrico limitando a potência instalada. A elevação de tensão dá-se pelo facto da produção descentralizada comporta-se como um elemento passivo da rede e pode agravar-se em redes fracas e com especificações radiais, como é o caso da configuração estudada neste trabalho. Foram propostas possíveis soluções a ser implementadas em curto e médio prazo, que permitam regular os perfis de tensão da rede de baixa tensão para valores legalmente estabelecidos.

Palavras-Chave: Baixa Tensão, Energias renováveis, Microprodução, Paradigma, Produção Dispersa, Rede de distribuição, Sistema Elétrico de Energia

Abstract

In Portugal, following the global trend is observed in recent years a paradigm shift in relation to production and distribution systems. With the changes, the country is in transition, with more and more integration of dispersed generation in the electrical system of national power. In this work, using a case study, was considered an inserted microprodutor in a typical rural network with predominantly resistive characteristics, if it can be generalized to systems with small charge amount. The possible inclusion of micro obligation to understand the impact on control strategies and management with integration of these units. With this case study proposed by EDP Distribution SA was simulated network operation and subsequently the expansion with the inclusion of new micro producers and with different simultaneity factors at points indicated by the company as critical. The simulations are designed to detect possible impacts on the electrical system mainly with regard to voltage profiles.

Having integration as reality and despite the many advantages of producing dispersed to the distribution network, the negative impacts cannot be ignored, particularly the increase in voltage profiles that hinders the planning and operation of the electrical system limiting the installed power. The voltage increase occurs in that the decentralized production behaves as a passive network element, and can worsen in weak networks and radial specifications, such as the configuration of the studied in this work. Proposed were possible solutions to be implemented in the short and medium term, to regulate the supply voltage profiles of low voltage to legally established values.

Keywords: Low Voltage, Renewable Energy, Microproduction, Paradigm, Distributed Generation, Distribution Network, Electric Power System

Agradecimentos

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer ao meu orientador, Professor Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira, pela paciência e disponibilidade demonstrada, pelas críticas e sugestões de forma a incentivar meu aprendizado e realização deste trabalho. Deixo também meu sinal de gratidão ao meu orientador na EDP-Distribuição, S.A, Engenheiro Domingos Carvalho, e a todos meus colegas da Área Operacional de Braga, pelo apoio e pelos seus valiosos ensinamentos práticos. Um agradecimento especial a todos os docentes da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, pela formação técnica e humana.

E não poderia deixar de agradecer aos meus pais e irmãos, hoje longe fisicamente mas sempre tão presentes em apoio e carinho. Aos meus amigos e colegas, por todo companheirismo. Ao meu marido Francisco, por ser o meu amor e meu melhor amigo.

Obrigada!

Nadia de Oliveira Bischoff

Índice

| | |
|--|-----------|
| Resumo | 4 |
| Abstract | 6 |
| Agradecimentos | 8 |
| Índice | 10 |
| Lista de figuras | 12 |
| Lista de tabelas | 16 |
| Abreviaturas e Símbolos | 18 |
| Capítulo 1 - Introdução..... | 20 |
| 1.1 Enquadramento..... | 20 |
| 1.2 Motivação e objetivos | 21 |
| 1.3 Estrutura da Dissertação | 22 |
| Capítulo 2 - Integração da Produção Dispersa em Redes de Distribuição | 24 |
| 2.1 Introdução:..... | 24 |
| 2.2 Evolução das Redes de Distribuição e Mudança de Paradigma | 24 |
| 2.3 Impacto da produção dispersa nas redes elétricas..... | 27 |
| 2.3.1 Variações dos Perfis de Tensão | 28 |
| 2.3.2 Qualidade de Energia | 29 |
| 2.3.2 Esquemas de Proteção | 31 |
| 2.3.3 Estabilidade da Rede | 31 |
| 2.4 Tecnologias de Produção Dispersa | 32 |
| 2.4.1 - Microgeração: | 32 |
| 2.5 Microredes..... | 39 |
| 2.6 Redes Inteligentes | 42 |
| 2.6.1 Projeto InovGrid..... | 43 |
| 2.7 Legislação | 45 |
| 2.8 Sumário e breves conclusões..... | 50 |
| Capítulo 3 - Soluções de Controlo de Perfis de Tensão | 52 |
| 3.1 Introdução | 52 |
| 3.2 Controlo Local (Droop - P/V) | 53 |
| 3.3 Transformador com Tomadas na MT/BT (OLTC) | 54 |
| 3.4 Sumário e breves conclusões | 56 |
| Capítulo 4 - Plataforma de Simulação de Redes de Distribuição | 58 |
| 4.1 Introdução..... | 58 |
| 4.2 - Ferramenta de Simulação | 58 |

| | |
|---|------------|
| 4.3 - Modelização da rede de BT com microprodução do tipo Solar FV | 59 |
| 4.3.1 Transformador de Distribuição | 59 |
| 4.3.2 Linhas e Cabos | 60 |
| 4.3.3 Cargas | 61 |
| 4.3.4 Microgeração (Painel Solar e Inversor) | 62 |
| 4.4 Ambiente de simulação da Rede de Distribuição de Baixa Tensão | 64 |
| 4.5 - Sumário e breves conclusões | 65 |
| Capítulo 5 - Caso de Estudo da Rede de Distribuição BT | 67 |
| 5-1 Introdução | 67 |
| 5-2 Caso de Estudo de Integração da microprodução nas redes de BT (EDP-Distribuição, S.A) | 67 |
| 5.2.1 - Caracterização da rede em estudo | 67 |
| 5.2.2 - Estudo dos perfis de tensão da rede de BT | 70 |
| 5.2.3 - Determinação de cenários | 72 |
| 5.3 Análise e Resultados | 73 |
| 5.3.1 - Cenário A | 74 |
| 5.3.1 - Cenário B | 79 |
| 5.3.3 - Cenário C | 84 |
| 5.4 Análise de possíveis soluções para melhoria dos perfis de tensão da rede de BT | 92 |
| 5.4.1 - Transformador com Tomadas na Média Tensão (OLTC) | 92 |
| 5.4.2 - Controlo da Potência Ativa | 97 |
| 5.5 Sumário e breves conclusões | 98 |
| Capítulo 6 - Conclusões | 100 |
| 6.1 Trabalhos Futuros | 101 |
| Referências | 104 |
| Anexos: | 108 |
| ANEXO A - Dados da Rede | 108 |
| ANEXO B - Simulações de Rede | 110 |
| ANEXO C - Simulações de Rede com Controlo de Tensão | 113 |
| ANEXO D - Exemplos de Medições Realizadas | 114 |

Lista de figuras

| | |
|---|----|
| Figura 2-1 - Metas de alguns países na UE quanto a inserção de FER [2] | 26 |
| Figura 2-2 - Organização do SEE convencional [5] | 26 |
| Figura 2-3 - Organização do SEE com PD com a produção elétrica em grande escala [5] | 27 |
| Figura 2-4 - Perfis de Tensão para uma rede em formato radial [5] | 28 |
| Figura 2-5 - Sistema de funcionamento de microturbina de um veio. | 33 |
| Figura 2-6 - Sistema de funcionamento de microturbina com dois veios. | 34 |
| Figura 2-7 - Princípio de funcionamento de um gerador fotovoltaico..... | 36 |
| Figura 2-8 - Configuração da Geração Fotovoltaica | 37 |
| Figura 2-9 - Curva Característica I x V de uma célula fotovoltaica | 38 |
| Figura 2-10 - Ligação de um gerador fotovoltaico a rede elétrica | 38 |
| Figura 2-11 - Esboço de ligação de microprodução fotovoltaica a rede de distribuição da EDP..... | 39 |
| Figura 2-12 - Esquema da Microrede [30] | 40 |
| Figura 2-13 - Exemplo de Microrede com diferentes microgeradores [31] | 41 |
| Figura 2-14 - Fatores motivadores da introdução de Redes Inteligentes e Microredes [34] | 42 |
| Figura 2-15 - Arquitetura técnica de referência do projeto InovGrid [37] | 44 |
| Figura 2-16 - Modelo de Funcionamento para Potência acima de 1,5kW [40] | 49 |
| Figura 2-17 - Novo DL sobre produção descentralizada (autoconsumo e pequena produção) . | 50 |
| Figura 3-1 - Controlo Global e Local de RI [32]..... | 53 |
| Figura 3-2 - Principio Básico do Controlo de Potencia Ativa | 54 |
| Figura 4-1 - Modelização do Posto de Transformação de Distribuição | 59 |
| Figura 4-2 - a) Bloco representativo da linha de distribuição BT b) impedâncias de fase e neutro da linha | 60 |
| Figura 4-3 - Conversão entre modelo RL série para RL paralelo. | 61 |
| Figura 4-4 - a) Modelo Cargas Monofásicas b) Modelo Cargas Trifásica | 61 |
| Figura 4-5 - Circuito trifásico desequilibrado..... | 62 |
| Figura 4-6 - a) Bloco representativo de um módulo FV, b) Bloco representativo do inversor de um módulo FV..... | 63 |

| | |
|--|----|
| Figura 4-7 - Sistema de controlo do inversor de um painel solar fotovoltaico [5] | 64 |
| Figura 4-8 - Modelo da rede de BT implementado em MatLab®/Simulink®. | 65 |
| Figura 5-1 - Rede de Baixa Tensão do Caso de Estudo Adaúfe-Ferreiros | 68 |
| Figura 5-2 - Diagrama Unifilar do Caso de Estudo (Rede Adaúfe-Ferreiros)..... | 68 |
| Figura 5-3 - Diagrama a de carga e produção solar típicos de uma rede rural | 71 |
| Figura 5-4 - Fluke 1760 | 72 |
| Figura 5-5 - Tensão na linha V0_2 correspondente a saída do transformador MT/BT com FS=0,23..... | 75 |
| Figura 5-6 - Tensão no nó V17_53 (Microprodutor M1) com FS=0,23 | 75 |
| Figura 5-7 - Perfis de Tensão com FS=0,23 (SMP=sem microprodução e CMP=com microprodução)..... | 76 |
| Figura 5-8 - Tensão na linha V0_2 correspondente a saída do transformador MT/BT com FS=0,069 | 76 |
| Figura 5-9 - Tensão no nó V17_53 (Microprodutor M1) com FS=0,069 | 76 |
| Figura 5-10 - Perfis de Tensão com FS=0,069 (SMP=sem microprodução e CMP=com microprodução)..... | 77 |
| Figura 5-11 - Tensão na linha V0_2 correspondente a saída do transformador MT/BT com FS=0,092 | 77 |
| Figura 5-12 - Tensão no nó V17_53 (Microprodutor M1) com FS=0,092 | 77 |
| Figura 5-13 - Perfis de Tensão com FS=0,092 (SMP=sem microprodução e CMP=com microprodução)..... | 77 |
| Figura 5-14 - Tensão na linha V0_2 correspondente a saída do transformador MT/BT com FS=0,115 | 78 |
| Figura 5-15 - Tensão no nó V17_53 com FS=0,115 | 78 |
| Figura 5-16 - Perfis de Tensão com FS=0,115 (SMP=sem microprodução e CMP=com microprodução)..... | 78 |
| Figura 5-17 - Tensão no microprodutor M0 (V17_53) com FS=0,23 | 79 |
| Figura 5-18 - Tensão no microprodutor M1 (V26_30) com FS=0,23 | 79 |
| Figura 5-19 - Tensão no microprodutor M2 (V30_36) com FS=0,23 | 79 |
| Figura 5-20 - Tensão no microprodutor M3 (V36_41) com FS=0,23 | 80 |
| Figura 5-21 - Perfis de Tensão com FS=0,23 (SMP=sem microprodução e CMP=com microprodução)..... | 80 |
| Figura 5-22 - Tensão no microprodutor M0 (V17_53) com FS=0,069 | 81 |
| Figura 5-23 - Tensão no microprodutor M1 (V26_30) com FS=0,069 | 81 |

| | |
|---|----|
| Figura 5-24 - Tensão no microprodutor M2 (V30_36) com FS=0,069 | 81 |
| Figura 5-25 - Tensão no microprodutor M3 (V36_41) com FS=0,069 | 81 |
| Figura 5-26 - Perfis de Tensão com FS=0,069 (SMP=sem microprodução e CMP=com microprodução)..... | 81 |
| Figura 5-27 - Tensão no microprodutor M1 (V17_53) com FS=0.092 | 82 |
| Figura 5-28 - Tensão no microprodutor M2 (V26_30) com FS=0.092 | 82 |
| Figura 5-29 - Tensão no microprodutor (V30_36) com FS=0.092 | 82 |
| Figura 5-30 - Tensão no microprodutor (V36_41) com FS=0,092 | 83 |
| Figura 5-31 - Perfis de Tensão com FS=0,092 (SMP=sem microprodução e CMP=com microprodução)..... | 83 |
| Figura 5-32 - Tensão no microprodutor M1 (V17_53) com FS=0,115 | 83 |
| Figura 5-33 - Tensão no microprodutor M2 (V26_30) com FS=0,115 | 83 |
| Figura 5-34 - Tensão no microprodutor M3 (V30_36) com FS=0,115 | 84 |
| Figura 5-35 - Tensão no microprodutor M4 (V36_41) com FS=0,115 | 84 |
| Figura 5-36 - Perfis de Tensão com FS=0,115 (SMP=sem microprodução e CMP=com microprodução)..... | 84 |
| Figura 5-37 - Tensão no microprodutor M0 (V17_53) com FS=0,23 | 85 |
| Figura 5-38 - Tensão no microprodutor M1 (V36_41) com FS=0,23 | 85 |
| Figura 5-39 - Tensão no microprodutor M2 (V30_49) com FS=0,23 | 85 |
| Figura 5-40 - Tensão no microprodutor M3 (V26_30) com FS=0,23 | 85 |
| Figura 5-41 - Tensão no microprodutor M4 (V30_36) com FS=0,23 | 86 |
| Figura 5-42 - Tensão no microprodutor M5 (V28_38) com FS=0,23 | 86 |
| Figura 5-43 - Tensão no microprodutor M6 (V0_2) com FS=0,23 | 86 |
| Figura 5-44 - Perfis de Tensão com FS=0.23 (SMP=sem microprodução e CMP=com microprodução)..... | 86 |
| Figura 5-45 - Tensão no microprodutor M0 (V17_53) com FS=0,069 | 87 |
| Figura 5-46 - Tensão no microprodutor M1 (V36_41) com FS=0,069 | 87 |
| Figura 5-47 - Tensão no microprodutor M2 (V30_49) com FS=0,069 | 87 |
| Figura 5-48 - Tensão no microprodutor M3 (V26_30) com FS=0,069 | 87 |
| Figura 5-49 - Tensão no microprodutor M4 (V30_36) com FS=0,069 | 87 |
| Figura 5-50 - Tensão no microprodutor M5 (V28_38) com FS=0,069 | 88 |
| Figura 5-51 - Tensão no microprodutor M6 (V0_2) com FS=0,069 | 88 |

| | |
|--|-----|
| Figura 5-52 - Perfis de Tensão com FS=0,069 (SMP=sem microprodução e CMP=com microprodução) | 88 |
| Figura 5-53 - Tensão no microprodutor M0 (V17_53) com FS=0,092 | 88 |
| Figura 5-54 - Tensão no microprodutor M1 (V36_41) com FS=0,092 | 89 |
| Figura 5-55 - Tensão no microprodutor M2 (V30_49) com FS=0,092 | 89 |
| Figura 5-56 - Tensão no microprodutor M3 (V26_30) com FS=0,092 | 89 |
| Figura 5-57 - Tensão no microprodutor M4 (V30_36) com FS=0,092 | 89 |
| Figura 5-58 - Tensão no microprodutor M5 (V28_38) com FS=0,092 | 89 |
| Figura 5-59 - Tensão no microprodutor M6 (V0_2) com FS=0,092 | 90 |
| Figura 5-60 - Perfis de Tensão com FS=0,092 (SMP=sem microprodução e CMP=com microprodução) | 90 |
| Figura 5-61 - Tensão no microprodutor M0 (V17_53) com FS=0,115 | 90 |
| Figura 5-62 - Tensão no microprodutor M1 (V36_41) com FS=0,115 | 90 |
| Figura 5-63 - Tensão no microprodutor M2 (V30_49) com FS=0,115 | 90 |
| Figura 5-64 - Tensão no microprodutor M3 (V26_30) com FS=0,115 | 91 |
| Figura 5-65 - Tensão no microprodutor M4 (V30_36) com FS=0,115 | 91 |
| Figura 5-66 - Tensão no microprodutor M5 (V28_38) com FS=0,115 | 91 |
| Figura 5-67 - Tensão no microprodutor M6 (V0_2) com FS=0,115 | 91 |
| Figura 5-68 - Perfis de Tensão com FS=0,115 (SMP=sem microprodução e CMP=com microprodução) | 91 |
| Figura 5-69 - Transformador com tomadas na MT/BT | 93 |
| Figura 5-70 - Simulação da Rede de Baixa Tensão com sete microprodutores e FS=0,115 | 94 |
| Figura 5-71 - Alteração da Tomada do Transformador no Modelo de Simulação para 1,00 | 95 |
| Figura 5-72 - Novos perfis de tensão para tensão simples em 1,00pu | 95 |
| Figura 5-73 - Novos perfis de tensão para tensão simples em 1,01pu | 95 |
| Figura 5-74 - Relação de decréscimo nos perfis de tensão subtraindo os valores com 1,03 dos obtidos com 1,00 | 96 |
| Figura 5-75 - Relação de decréscimo nos perfis de tensão subtraindo os valores com 1,03 dos obtidos com 1,01 | 96 |
| Figura 5-76 - Bloco de Controlo P-V da Microgeração | 97 |
| Figura 5-77 - Resultado do Controlo da Potencia Ativa | 98 |
| Figura 6-1 - Função Pertinência Triangular [53] | 102 |

Lista de tabelas

| | |
|---|-----|
| Tabela 2-1 - Principais características da alimentação em baixa tensão [13] e [15]..... | 30 |
| Tabela 5-1 - Carga nos nós e distribuição da potência por fases..... | 69 |
| Tabela 5-2 - Pontos do Gráfico Potência X Tensão | 97 |
| Tabela 0-1 – Características dos cabos..... | 108 |
| Tabela 0-2 - Cenário A: Dados dos Perfis de Tensão e Corrente nas Fases A, B e C antes da inserção da microprodução (t=4s) e após inserção da microprodução (t=7s) para FS = 0.23 | 110 |
| Tabela 0-3 - Cenário A.1: Dados dos Perfis de Tensão e Corrente nas Fases A, B e C antes da inserção da microprodução (t=4s) e após inserção da microprodução (t=7s) para FS = 0.069..... | 110 |
| Tabela 0-4 - Cenário A.2: Dados dos Perfis de Tensão e Corrente nas Fases A, B e C antes da inserção da microprodução (t=4s) e após inserção da microprodução (t=7s) para FS = 0.092..... | 110 |
| Tabela 0-5 - Cenário A.3: Dados dos Perfis de Tensão e Corrente nas Fases A, B e C antes da inserção da microprodução (t=4s) e após inserção da microprodução (t=7s) para FS = 0.115..... | 110 |
| Tabela 0-6 - Cenário B: Dados dos Perfis de Tensão nas Fases A, B e C antes da inserção da microprodução (t=4s) e após inserção da microprodução (t=7s) para FS = 0.23 | 111 |
| Tabela 0-7 - Cenário B1: Dados dos Perfis de Tensão nas Fases A, B e C antes da inserção da microprodução (t=4s) e após inserção da microprodução (t=7s) para FS = 0.069..... | 111 |
| Tabela 0-8 - Cenário B2 - Dados dos Perfis de Tensão nas Fases A, B e C antes da inserção da microprodução (t=4s) e após inserção da microprodução (t=7s) para FS = 0.092..... | 111 |
| Tabela 0-9 - Cenário B3 - Dados dos Perfis de Tensão nas Fases A, B e C antes da inserção da microprodução (t=4s) e após inserção da microprodução (t=7s) para FS = 0.115..... | 111 |
| Tabela 0-10 Cenário C: Dados dos Perfis de Tensão nas Fases A, B e C antes da inserção da microprodução (t=4s) e após inserção da microprodução (t=7s) para FS = 0.23 | 112 |
| Tabela 0-11 - Cenário C1: Dados dos Perfis de Tensão nas Fases A, B e C antes da inserção da microprodução (t=4s) e após inserção da microprodução (t=7s) para FS = 0.069..... | 112 |

| | |
|---|-----|
| Tabela 0-12 - Cenário C2 - Dados dos Perfis de Tensão nas Fases A, B e C antes da inserção da microprodução ($t=4s$) e após inserção da microprodução ($t=7s$) para $FS = 0.092$ | 112 |
| Tabela 0-13 - Cenário C3 - Dados dos Perfis de Tensão nas Fases A, B e C antes da inserção da microprodução ($t=4s$) e após inserção da microprodução ($t=7s$) para $FS = 0.115$ | 113 |
| Tabela 0-14 - Dados dos Perfis de Tensão nas Fases A, B e C antes da inserção da microprodução ($t=4s$) e após inserção da microprodução ($t=7s$) para $FS = 0.115$ e com tensão de fase 1.00pu | 113 |
| Tabela 0-15 - Dados dos Perfis de Tensão nas Fases A, B e C antes da inserção da microprodução ($t=4s$) e após inserção da microprodução ($t=7s$) para $FS = 0.115$ e com tensão de fase 1.01pu | 114 |
| Tabela 0-16 - Tensões na saída do transformador 15kV/400V | 114 |
| Tabela 0-17 - Tensões no microprodutor | 115 |

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

AMM - *Automated Meter Management*
AMR - *Automated Meter Reading*
AT - Alta Tensão
BT - Baixa Tensão
CAMC - *Central Autonomous Management Controller*
CERTIEL - Associação Certificadora de Instalações Elétricas
CO2 - Dióxido de Carbono
DL - Decreto-lei
DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia
DMS - *Distributed Management System*
DSM - *Demand Side Management*
DSO - *Distributed System Operator*
DTC - *Distribution Transformer Controller*
EB - *Energy Box*
EDP - Energias de Portugal
ENE - Estratégia Nacional para a Energia
EPSO - *Evolutionary Particle Swarm Optimization*
FER - Fontes de Energia Renovável
FEUP - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
FV - Fotovoltaico
GEE - Gases com Efeito de Estufa
LC - *Load Controller*
MC - *Micro-source Controller*
MGCC - *MicroGrid Central Controller*
MPP - *Maximum Power Point*
MPPT - *Maximum Power Point Tracker*
MR - Microrede
MT - Média Tensão
OLTC - *On Load Tap Changer*
PD - Produção Dispersa
PT - Posto de Transformação
QEE - Qualidade de Energia Elétrica
RED - Recursos de Energia Distribuído

REN - Rede Elétrica Nacional

RESP - Rede Elétrica de Serviço Público

SEE - Sistema Elétrico de Energia

SEI - Sistema Elétrico Independente

SEN - Sistema Elétrico Nacional

SRM - Sistema de Registo da Microgeração

THD - Taxa de Distorção Harmónica

UE - União Europeia

μP - Microprodução

Capítulo 1 - Introdução

1.1 Enquadramento

O fornecimento de energia elétrica é um dos maiores desafios modernos visto que a exigência em qualidade e quantidade de produção tende a aumentar. A produção dispersa (PD) permite cada vez mais abastecer pontos remotos e contribuir para o crescimento dos países, alterando o paradigma da produção centralizada. Entretanto a PD não afeta somente a rede de distribuição que está integrada mas todo o sistema de geração convencional. Em Portugal há legislação específica para a integração de pequenas fontes de produção dispersa, como as fontes renováveis (cogeração de alta eficiência, energia eólica, fotovoltaica, microturbinas/mini-hídricas). [1] A simples integração deste tipo de fontes na rede de Baixa Tensão (BT) e Média Tensão (MT) pode resultar em problemas técnicos de funcionamento nomeadamente perfis de tensões elevadas, variações de tensão, sobrecargas e níveis elevados de falhas, quando essa integração é feita em média e grande escala.

Outra questão pertinente é que, segundo o Programa do XVIII Governo Constitucional e 3º Pacote Energético da Comissão Europeia (Diretiva 2009/72/CE), determina que Portugal deve liderar a revolução energética através de diversas metas e estar entre os cinco líderes europeus ao nível dos objetivos em matéria de energias renováveis em 2020 e desta forma afirmar o país na liderança global em energias renováveis [2]. Para alcançar estes objetivos, os benefícios e dificuldades da introdução da PD devem ser estudados e analisados de forma maximizar ou minimizar os efeitos de acordo com a situação. A problemática dos impactos ambientais da produção energética exige que sejam implementadas formas alternativas de geração de energia elétrica ecologicamente mais eficientes sendo que produção em pequena escala a partir de fontes de energia renovável (FER) são uma alternativa.

A PD em forma de FER também colabora para a qualidade de serviço sob a forma de controlo de tensão e frequência também proporcionando alguns serviços auxiliares e modos de funcionamento que possibilita manter o sistema elétrico em bom funcionamento e com maior garantia de fiabilidade e continuidade de serviço, menos dependente da produção centralizada. Também podemos dizer que as unidades de PD localizadas junto dos pontos de consumo (cargas) permitem diminuir as perdas na rede elétrica evitando a necessidade de ampliação em infraestrutura de rede, refletivo positivamente no impacto desempenho ambiental. [1]

No caso particular das redes de distribuição em baixa tensão (BT), a característica resistiva destas redes cria um acoplamento direto entre a potência ativa e a tensão, fazendo com que a energia proveniente da microgeração produza um efeito de subida de tensão tão relevante, que pode infringir os limites técnicos de tensão impostos e, desta forma, limitar a quantidade de

microgeração a ser instalada. Neste sentido, novos conceitos de redes de distribuição em BT têm sido investigadas, as redes inteligentes (RI), que em conjunto com o conceito de micro-rede (MR) procuram maximizar a capacidade de integração de μG através de uma gestão eficiente de todos os recursos de energia distribuídos. Este conceito de inteligência é possível recorrendo a uma avançada infraestrutura de comunicação e atuação que possibilita a implementação de variadas estratégias de controlo de tensão. [3] É do ponto de vista de analisar os impactos nos perfis de tensão na rede e propor soluções que este trabalho visa contribuir.

1.2 Motivação e objetivos

A introdução da produção descentralizada proveniente das fontes de energia renovável nas redes de distribuição portuguesas de BT são uma realidade cada vez mais presente. As ligações de unidades de microgeração estão sujeita determinação da conformidade técnica, atualmente de acordo com o Decreto-Lei N.º 168/99 de 18 de Maio [4], não sendo realizado qualquer tipo de estudo para a avaliação do impacto da sua integração na rede.

Sabe-se que a elevada penetração de PD nas redes de distribuição de BT tem originado um conjunto de impactos para a operação, sendo o aumento dos perfis de tensão um dos mais relevantes. Os valores de tensão acima dos limites estipulados comprometem a capacidade técnica da rede sendo existência destas tensões elevadas resulta parcialmente da filosofia de integração de PD do tipo “*fit and forget*” [5], princípio que considera as unidades de microprodução, quando ligadas à rede, como elementos passivos da cadeia de fornecimento de eletricidade. Sendo passivos, produzem energia que não é controlada, limitando desta forma a integração de PD como no caso das redes rurais, maioritariamente fracas e radiais. [6]

Posto isto, a presente dissertação proposta pela EDP-Distribuição, S.A propõe os seguintes objetivos:

1. Avaliar os impactos que podem surgir quando se integra a microprodução numa rede de BT. Para tal foi realizado um estudo de um caso real de uma rede de BT com características rurais, no qual se procedeu à análise do comportamento do perfil de tensão face à integração de microprodução através de simulações e medidas no terreno. Também foi sugerido análise de possível ampliação da rede com a inserção de novos microprodutores com diferentes fatores de simultaneidade de cargas.
2. Traçar diferentes cenários de integração e investigar possíveis soluções para regular perfis de tensão da rede dentro dos valores legalmente estabelecidos. Investigou-se soluções imediatas justificáveis para o caso em estudo proposto, de fácil

implementação e vantajosa tecnicamente tanto para a rede como para o próprio microprodutor. Também será sugerido soluções a médio e longo prazo levando em consideração a implementação do conceito de redes inteligentes e sugestão de trabalhos futuros.

1.3 Estrutura da Dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida em seis capítulos e quatro anexos. No primeiro capítulo é apresentada uma breve introdução ao trabalho a desenvolver, o enquadramento e as motivações e objetivos propostos bem como a apresentação da estrutura da mesma.

No segundo capítulo, evidencia-se de uma forma geral a alteração de paradigma ao nível do sistema elétrico de energia (SEE), com a integração em larga escala da PD. É referido o conceito de microprodução, descrevendo brevemente algumas tecnologias de produção de energia elétrica em redes de distribuição de baixa tensão (BT). São também descritos os impactos resultantes da integração da microprodução nas redes de distribuição, enfatizando a problemática dos perfis de tensão. Posteriormente são apresentados alguns sistemas avançados para o controlo e gestão inteligente de redes com PD, introduzindo o conceito de microrredes e fazendo uma análise da arquitetura das mesmas. Por último, é abordado a questão da legislação aplicada referente a PD em Portugal.

No terceiro capítulo é feita uma referência às possíveis soluções para o ajuste dos perfis de tensão na rede com utilização do conceito de rede inteligente.

No capítulo quatro contempla uma breve descrição da plataforma de simulação utilizada para obter o trânsito de potências e dos modelos representativos adotados para os diferentes componentes da rede de BT em ambiente MatLab®/Simulink® para diferentes fatores de simultaneidade e número de microprodutores.

O capítulo cinco caracteriza a rede do caso de estudo e determina os cenários que foram analisados e os resultados obtidos. Também analisa, do ponto de vista de simulação, as possíveis soluções propostas no capítulo três para a problemática apresentada do aumento dos perfis de tensão do ponto de vista de redes inteligentes.

O capítulo seis apresenta as conclusões gerais deste trabalho, assim como os principais contributos e desenvolvimentos futuros.

No Anexo A são apresentadas as tabelas que caracterizam a rede de distribuição do caso de estudo, relativamente às características das linhas.

No Anexo B encontram-se os valores de simulação realizados para os cenários especificados neste trabalho.

No Anexo C temos os valores de simulação para as estratégias de controlo especificadas.

No Anexo D há alguns valores de medição no posto de transformação e no microprodutor realizadas entre os meses de outubro e novembro.

Capítulo 2 - Integração da Produção Dispersa em Redes de Distribuição

2.1 Introdução:

Os sistemas elétricos de energia obedeciam quase na totalidade a uma estrutura hierarquizada e bem definida em que era possível fazer a distinção entre os sistemas de produção, transporte e distribuição, os chamados modelos tradicionais. As centrais com potências instaladas elevadas utilizam recursos hídricos em grande escala (grandes hidroelétricas) ou combustíveis fósseis ou nucleares (térmicas) e encontram-se ligadas à rede de transporte através transformadores elevadores de tensão. [7] Neste modelo, a energia produzida na central é transportada por grandes distâncias até à proximidade dos centros de consumo, onde é rebaixada por transformadores abaixadores de tensão e disponibilizada até os consumidores finais. No paradigma atual a integração da PD faz com que o fluxo de energia não seja unidirecional como no modelo tradicional e sim bidirecional ou mesmo multidirecional. Este quadro de integração apresenta impactos que devem ser cuidadosamente analisados pois seus efeitos podem ser nocivos ao bom funcionamento técnico das redes. Este controlo e gestão tendem a ser efetuados de forma cada vez mais automatizada e autónoma através do conceito de rede inteligente (RI) ou *smarts grids*, sendo a solução apontada a médio e longo prazo. A menção da legislação da integração da microprodução também torna-se pertinente para a gestão do sistema elétrico de energia.

2.2 Evolução das Redes de Distribuição e Mudança de Paradigma

O sector elétrico sofreu muitas alterações desde a sua iniciação, em finais do século XIX [7] sendo que na fase inicial a geração de eletricidade era dispersa em pequenas unidades de geração que visavam abastecer povoados locais. Posteriormente, com a evolução das cargas e das tecnologias de geração de eletricidade, foram-se construindo redes de transporte e distribuição interligadas para garantir o abastecimento e segurança de exploração. Em vários países europeus, após a segunda guerra, deu-se a nacionalização do sector elétrico, sendo que em Portugal a nacionalização ocorreu em 1975, configurando o sistema de forma vertical com a criação da EDP (Energias de Portugal). A primeira grande reestruturação do setor elétrico nacional ocorreu em 1995 quando foi estabelecida no sistema elétrico nacional (SEN) a

coexistência de um sistema de serviço público e um sistema elétrico independente, este último obedecendo a lógica de mercado.

No modelo tradicional, o sector elétrico era regido por duas linhas condutoras: as empresas verticalmente integradas eram dedicadas a produção, transporte e distribuição de energia elétrica e a inexistência de competição. A crise petrolífera, com início em 1973, fez com que o consumo de energia elétrica tivesse um comportamento diferente do habitual sensibilizando a opinião pública para as vantagens e benefícios de adotar políticas de diversificação e redução do desperdício no consumo energético. A reestruturação do mercado energético proporcionou a evolução da produção dispersa através de energias renováveis ou não. [8] Em 2005, a Resolução do Conselho de Ministros nº169/2005 aprovou a estratégia nacional para a energia estabelecendo a liberalização iniciada em 1995 e a promoção da liberdade comercial. O Decreto-lei nº29/2006 (DL 29/2006) [9] ratifica a estratégia estabelecendo as novas bases do SEN. Como consequência da inclusão dos produtores em regime especial (PRE) em um mercado liberalizado proporcionou-se cada vez mais a inserção de PD na rede elétrica nacional.

Com a produção descentralizada cada vez mais presente no sistema elétrico nacional, os impactos tanto negativos como positivos passaram a ser detetados e estudados com mais rigor. Como já referido, no início dos anos 90 intensificou-se a integração em vários locais da rede de distribuição, reforçando, assim, o conceito de PD e a ideia da utilização dos recursos de energias distribuídos (RED) sendo que a PD pode ser conectada em vários níveis de tensão da rede de distribuição desde 120/230 V até 150 kV. Como resposta às crescentes prioridades energéticas e aos impactos ambientais as formas alternativas de produção de energia elétrica buscam ser cada vez mais limpas e mais eficientes.

De forma a mudar o paradigma e introduzir a produção descentralizada na realidade, a União Europeia (UE) definiu metas ambiciosas, associadas ao 3º Pacote Energético da Comissão Europeia (Diretiva 2009/72/CE), a alcançar até 2020:

- Redução em 20% as emissões de gases com efeito de estufa (GEE) face a 1990.
- Garantir que 20% do consumo de energia final provém de fontes de energia renovável.
- Reduzir em 20% o consumo de energia.

Portugal, no âmbito destas novas diretrizes da EU, comprometeu-se a aumentar o peso das energias renováveis de 20,5%, em 2005, para 31% em 2020. Um breve panorama das ambições de inserção de energias ditas renováveis para 2020 dentro da EU é ilustrado na Figura 2-1:

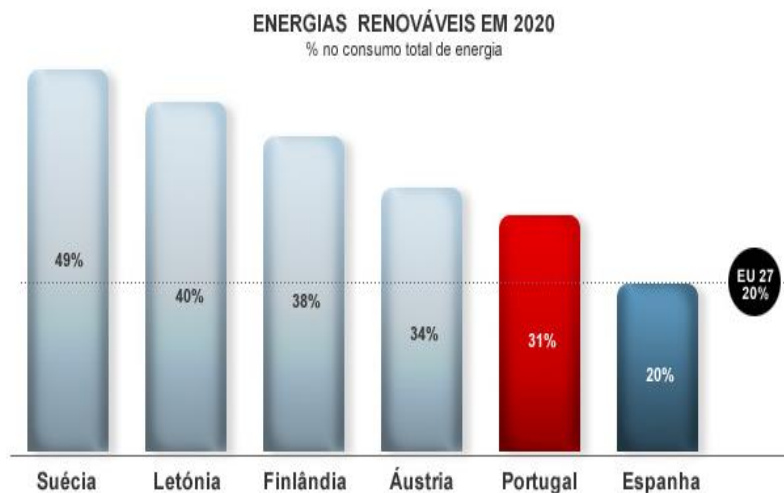


Figura 2-1 - Metas de alguns países na UE quanto a inserção de FER [2]

Com todo o esforço para a integração da PD no SEN, a configuração foi alterada para produção e consumo configurados bilateralmente até multilateralmente como podemos ver nos esquemas da Figura 2-2, que representa o sistema convencional e Figura 2-3 com a alteração de paradigma do sistema:

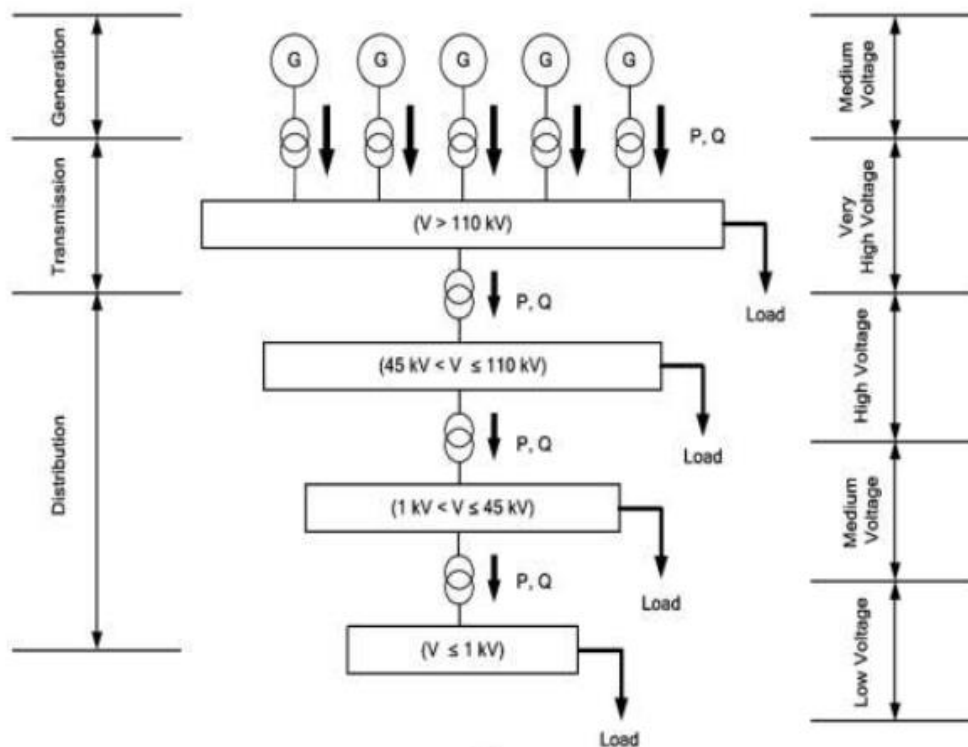


Figura 2-2 - Organização do SEE convencional [5]

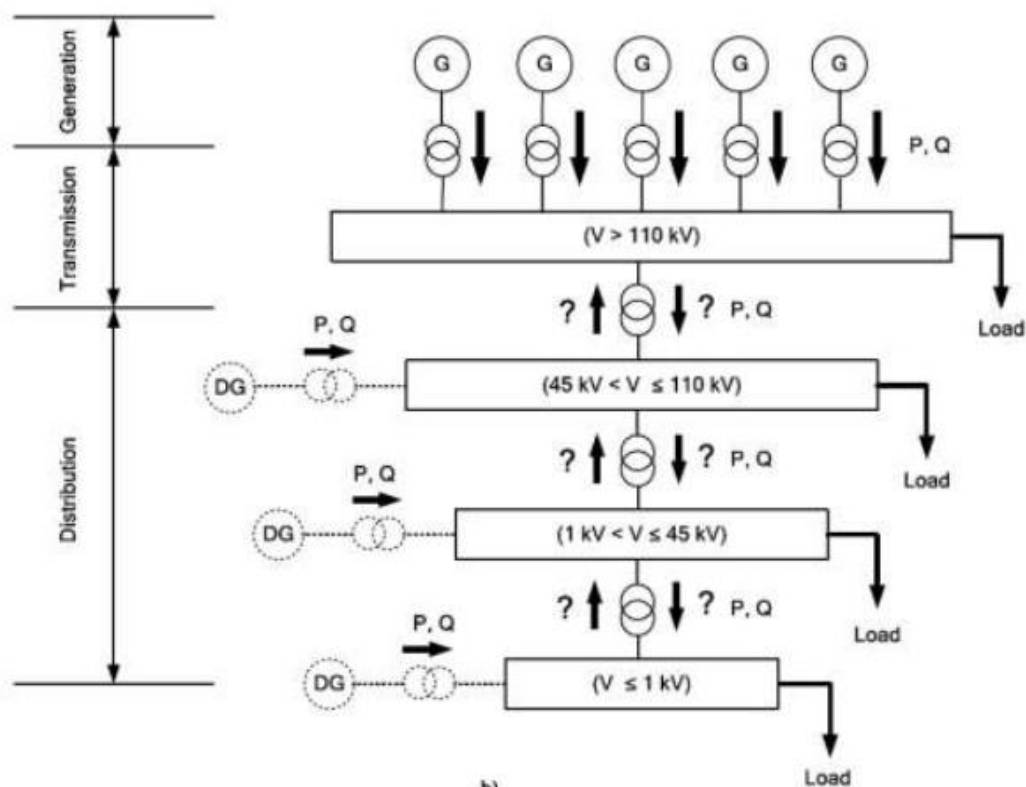


Figura 2-3 - Organização do SEE com PD com a produção elétrica em grande escala [5]

Com a nova configuração proveniente da introdução da microprodução, o SEE deve adequar-se de forma a minimizar os impactos negativos e maximizar os benefícios da diversificação de produção de energia elétrica. No subtítulo a seguir, estudar-se-á as principais implicações desta mudança de paradigma para rede de distribuição em BT.

2.3 Impacto da produção dispersa nas redes elétricas

A introdução de PD nas redes de distribuição de BT implica inúmeros desafios dado que as redes convencionais são projetadas e dimensionadas para alimentar as cargas com um fluxo de energia unidirecional, ou seja, a partir da AT para a BT. Pode-se considerar que as redes de distribuição convencionais são passivas com um controlo ativo muito limitado. A geração distribuída oferece tal como as redes convencionais: energia elétrica, controlo de tensão, controlo de frequência, reservas e funcionamento em vazio de geradores, que fatores essenciais para o funcionamento e estabilidade dos sistemas de energia. Proporciona, para além disso, alguns serviços auxiliares e modos de funcionamento para manter o sistema elétrico a funcionar com fiabilidade e continuidade de serviço. [10]

No caso particular das redes de distribuição rurais em BT, a característica resistiva cria um acoplamento direto entre a potência ativa e a tensão, levando a que a potência proveniente da microgeração produza um efeito de subida de tensão tão gravoso, que pode infringir os limites técnicos impostos, limitando a quantidade de microgeração a ser instalada. Neste

sentido, novas noções de redes de distribuição em BT têm sido investigadas, com base num conceito de rede inteligente (RI), que em conjunto com os conceitos de micro-rede (MR), têm o objetivo de maximizar a capacidade de integração de microprodução das redes de distribuição através de uma gestão eficiente de todos os recursos de energia distribuídos nelas conectadas. Isto é possível recorrendo a uma avançada infraestrutura de comunicação que possibilita a implementação de variadas estratégias de controlo de tensão [11] . Neste sentido, serão mencionados alguns impactos técnicos, com foco particular em perturbações dos perfis de tensão das redes, alvo de estudo desta dissertação.

Para além das variações de tensão, segundo [12], devem ser abordados alguns aspetos técnicos relativamente à integração da microprodução:

- Qualidade da energia
- Esquemas de Proteção
- Estabilidade

2.3.1 Variações dos Perfis de Tensão

Os limites de tensão admissíveis (limites superiores e inferiores) são uma das principais barreiras que limita a capacidade de integração da microprodução, especialmente em redes de distribuição fracas e radiais, como é o caso das redes rurais. Segundo [13] a variação da tensão permitida, em condições normais de exploração, não sendo consideradas as situações subsequentes a defeitos e interrupções de alimentação, é de $\pm 10\%$ (o que corresponde a um limite superior de 253V e um limite inferior de 207V) em 95% dos valores eficazes médios de cada período de 10 minutos medidos ao longo de uma semana. O perfil de tensão típico de uma rede radial é mostrado na Figura 2-4 e é possível notar que o ajustamento das tomadas de regulação de tensão em carga no transformador AT/MT garante níveis [10] de tensão aceitáveis nos clientes mais afastados, mesmo durante condições de carga máxima.

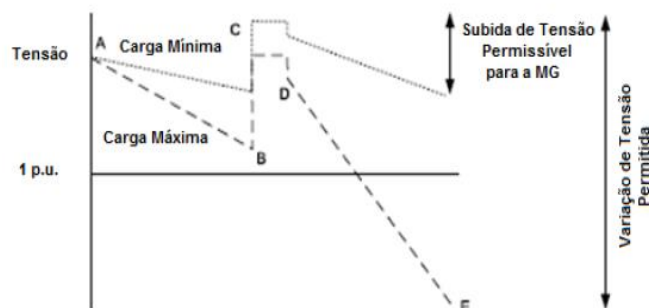


Figura 2-4 - Perfis de Tensão para uma rede em formato radial [5]

No Ponto A temos a tensão é constante pelo sistema de mudança de tomadas do transformador de distribuição AT/MT. No trecho A-B com a introdução das cargas a tensão no ramo MT tende a baixar. Em B-C temos um a elevação da recorrendo à alteração das tomadas do transformador MT-BT. Em C-D, a tensão está baixa à saída do transformador de distribuição MT/BT e em D-E: a tensão baixa na rede BT devido às cargas.

Nota-se que com a introdução de unidades de microprodução no lado de BT, quando a carga está nos valores mínimos e a potência da unidade de microgeração tem de fluir de volta para a fonte, é de esperar que o efeito de subida da tensão seja mais evidente e com efeitos danosos, concluindo que a tensão sofre influência a partir das injeções de potência resultantes da ligação das unidades de produção distribuída. Essa variação da tensão é dada por unidade (p.u.) pela expressão:

$$\Delta V = \frac{PR+XQ}{V} \quad (2-1)$$

Onde:

- ΔV = Variação de tensão no circuito;
- P = Potência Ativa injetada pela unidade de PD;
- Q : Potência reativa injetada pela unidade de PD;
- R : Resistência do circuito;
- X : Reatância do circuito;

Ao analisar a Equação 2-1, considerando fixos os valores da resistência e reatância (característica das redes) é possível concluir que tanto a injeção de potência ativa como a injeção de potência reativa influenciam a magnitude da tensão na rede. O aumento nos perfis de tensão causado pela inserção da produção dispersa na rede deve-se à satisfação parcial do consumo das cargas, que contribui para a redução da queda de tensão na rede de distribuição. Pode-se observar vários cenários para a injeção de potência por parte das unidades de PD na rede, sendo que o seu impacto resultante depende do tipo de potência que a unidades de PD fornece (potência ativa e reativa), da unidades de PD a fornecer potência ativa e a absorver potência reativa ou unidades de PD a fornecer potência ativa com um fator de potência unitário.

A influência que a potência ativa e reativa terão no perfil de tensão está diretamente relacionado às características da rede, sendo que nas predominantemente resistivas ($R \gg X$) a potência ativa tem uma relação proporcional aos perfis. Sendo assim, para o controlo da tensão na rede é necessário ter em consideração a potencia ativa e também as características da rede para determinar as melhores estratégias. [10]

2.3.2 Qualidade de Energia

Os problemas de qualidade de onda de tensão derivados são intrínsecos da ligação de produção descentralizada à rede e se manifestam como distorção harmónica e tremulação. A distorção harmónica resulta da ligação à rede de inversores eletrónicos de potência, para permitir velocidade variável das máquinas de acionamento dos geradores (por exemplo, turbinas eólicas), ou ainda quando a energia é produzida sob a forma de corrente contínua (por exemplo, células fotovoltaicas) como no caso de estudo neste trabalho.

A tremulação (efeito *flicker*) é produzido pelas flutuações de tensão que provocam um efeito visual devido as variações da luminância das lâmpadas incandescentes. Este fenómeno é maioritariamente associado à produção de origem eólica, devido à variação da velocidade do vento em períodos relativamente curtos. [13]

A qualidade de energia elétrica está geralmente associada à qualidade e à continuidade da onda de tensão [14]. Quanto a continuidade do fornecimento de energia está sabe-se que está diretamente relacionada com a fiabilidade da rede sendo que, como já mencionado, a PD pode aumentar ou mesmo diminuir este parâmetro. As unidades de PD podem colaborar de forma positiva no que diz respeito à redução do número e/ou duração de interrupções quando estas unidades forem capazes de fornecer energia às cargas, funcionando de modo isolado quando da ocorrência de falhas na rede.

Os conversores eletrónicos de potência têm sido responsáveis por uma grande evolução ao nível da prestação de serviços, dos processos de fabrico e da eficiência energética entretanto seu funcionamento implica em harmónicos que contribuem para os surgimentos de problemas de qualidade de onda de tensão. A norma NP-EN 50160 [13] impõe limites para estes harmónicos e define valores que caracterizam a tensão de alimentação, tais como:

- Frequência;
- Amplitude;
- Forma de onda;
- Simetria das tensões trifásicas;

A Tabela 2-1 indica as principais características da alimentação em baixa tensão determinados pela norma NP-EN 50160:

Tabela 2-1 - Principais características da alimentação em baixa tensão [13] e [15]

| Perturbação | Medida | Limites | Avaliação | % |
|---------------------|----------------------------------|------------------------------|------------------|------------|
| Frequência | Média da f de cada ciclo de 10 s | $\pm 1\%$ / $+4\%$ -6% | Anual | 99,5%/100% |
| Variações de tensão | Média da VAC/ciclo em 10 min | $\pm 10\%$ / $+10\%$ -15% | Semanal | 95%/100% |
| Variações rápidas | | | | |
| tensão | Nº de eventos de tensão 10% UN | Indicação 1 | | |
| Tremulação | Plt (2 horas) | <1 | Semanal | 95% |

| | | | |
|----------------------------|--|-------------|---------|
| Cavas de tensão | Nº eventos ($U < 0,9UN$) | Indicação 2 | Anual |
| Interrupções da tensão | Nº eventos ($U < 0,01UN/t < 3 \text{ min.}$) | Indicação 3 | Anual |
| Interrupções da tensão | Nº eventos ($U < 0,01UN/t > 3 \text{ min.}$) | Indicação 4 | Anual |
| Sobretensões (50 Hz) | Nº eventos ($U > 1,1UN$ e $t > 10 \text{ ms}$) | Indicação 5 | |
| Desequilíbrio da tensão | Média U_{inv}/U_{dir} durante 10 min | <2% | Semanal |
| | Harmónica i (U_i/UN) Ciclo/10 min | | Semanal |
| Tensão harmónica | Média do THD da tensão referenciada a UN em cada ciclo durante 10 min | <8% | Semanal |

2.3.2 Esquemas de Proteção

A ligação de PD à rede de distribuição de BT implica em análise cuidadosa do esquema de proteção sendo que as redes radiais usam sistemas mais básicos, uma vez que o trânsito de potência é unidirecional. Entretanto com a introdução da PD, que tem a característica de alterar os trânsitos de potência, a coordenação de proteção deve ser revista.

Dos parâmetros de proteção são sensibilidade e seletividade [16] os mais afetados. Alguns defeitos podem ser detetados pelos sistemas de proteção existentes e a sua extinção pode exigir o disparo de um maior número de elementos de proteção. A introdução de PD não devem conduzir a um desligamento em outras partes da rede e não deve dificultar o correto funcionamento dos regimes de religação automáticos ou manuais da rede [17]. Portanto o sistema de proteção deve ser cuidadosamente estruturado aquando da integração de geração distribuída.

2.3.3 Estabilidade da Rede

Se a rede de distribuição depender significativamente das unidades de PD, ou por elas serem em quantidade considerável ou de grande capacidade, caso a rede precise ser reposta depois de um defeito, a procura de energia surgirá antes da religação das unidades, o que pode resultar em sobrecargas significativas na rede.

O impacto da PD em termos de estabilidade está relacionada a fatores como os já mencionados de quantidade e potencia instalada. Também é dependente do nível de tensão no ponto de conexão e a configuração da rede. As características da conexão da PD à rede e o tipo

de tecnologia usada também são pontos de considerável influencia na estabilidade da rede. [18]

2.4 Tecnologias de Produção Dispersa

2.4.1 - Microgeração:

O avanço tecnológico referente a PD proporciona uma redução dos custos e a maior eficácia de produção tendo por estes motivos fomentado o interesse em sistemas de geração de eletricidade de pequena potência (alguns kW) a ligar com redes de BT. É neste âmbito que surge o conceito de microgeração (μG) definindo-se como a produção em pequena escala de eletricidade e/ou calor utilizando recursos renováveis ou tecnologias de geração eficiente, sendo que a gama de potência elétrica destas tecnologias pode variar desde 1kW a 100kW [3]. As principais vantagens da microgeração são:

- Reduzir as perdas de energia na rede de distribuição elétrica.
- Aumentar a fiabilidade do fornecimento de eletricidade aos consumidores (maior resistência aos apagões).
- Contribuir para a alteração da forte dependência do sistema energético português do exterior.
- Adiar investimentos pesados no reforço das infraestruturas da rede.
- Melhorar o desempenho ambiental do sistema energético no seu todo.
- Criar grande oportunidade para a indústria portuguesa de bens de equipamento e componentes para o sector elétrico.
- Gerar um novo “*cluster*” industrial e de serviços com impacto importante na criação de emprego e no crescimento económico.
- Dar mais autonomia e poder de decisão aos consumidores individuais e às comunidades locais. [19]

Será feita uma breve referência a cada uma das principais tecnologias de μG onde destacam-se as células de combustível, microturbinas a gás, microgeradores eólicos e os painéis fotovoltaicos (FV).

2.4.1.1 - Pilhas de Células de Combustível

A célula a combustível é um transdutor eletroquímico, de operação contínua, que converte energia química em energia elétrica ao combinar um átomo de oxigénio a dois átomos de hidrogénio produzindo água, energia elétrica e energia térmica. A eficiência energética

deste tipo de produção vem do facto que converte diretamente energia química em energia elétrica, sem as perdas da conversão da energia química dos combustíveis fósseis, por exemplo, em energia térmica para posterior conversão em energia elétrica. Sua operação produz baixo impacto ambiental: sem vibrações, sem ruídos, sem combustão, sem emissão de particulados e, dependendo da tecnologia, sem emissão de gases estufa. Além disto, no atual estágio de desenvolvimento, sem emissão de gases ácidos e com baixa poluição. [20]

Contudo há desvantagens que limitam o potencial desta tecnologia nomeadamente o elevado custo dos equipamentos conversores e a reduzida disponibilidade de uma rede de produção, de armazenagem e distribuição de hidrogénio. Em um futuro próximo, com a redução dos custos inerentes a esta tecnologia, a sua aplicação poderá se expandir em larga escala.

2.4.1.2 - Microturbinas

O termo “microturbinas” refere-se em geral a um sistema de dimensões relativamente reduzidas composto por compressor, câmara de combustão, turbina e gerador elétrico, com uma potência total disponível não superior a 250 kW. Para sistemas semelhantes mas com potências entre 250kW e 1MW é usualmente utilizado o termo “miniturbinas”. [21]

Do ponto de vista tecnológico podemos encontrar 2 tipos construtivos de microturbinas:

Single-shaft (1 veio):

- Solução construtiva em que o compressor, a turbina e o gerador estão montados sobre o mesmo veio;
- Operação a elevada velocidade- entre 70 000 rpm e 90 000 rpm;
- Utilização de geradores síncronos de velocidade variável - geradores de ímanes permanentes;
- Utilização de conversores de eletrónica de potência para acoplamento à rede;

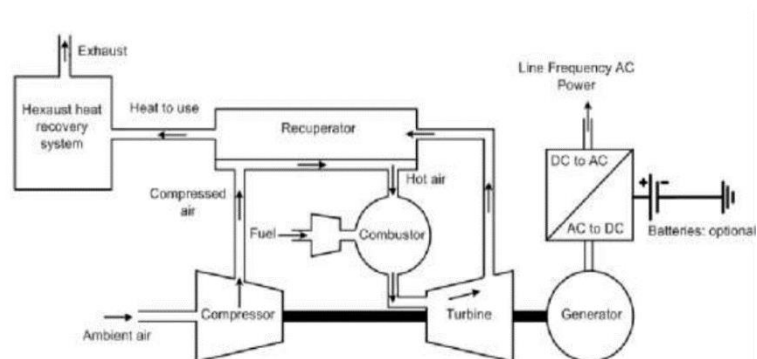


Figura 2-5 - Sistema de funcionamento de microturbina de um veio.

Split-shaft (2 veios):

- Gerador e o compressor não estão montados sobre o mesmo veio;

- Utilização de caixas redutoras de velocidade para acoplamento da turbina ao gerador;
- Utilização de geradores síncronos ou assíncronos diretamente ligados à rede;

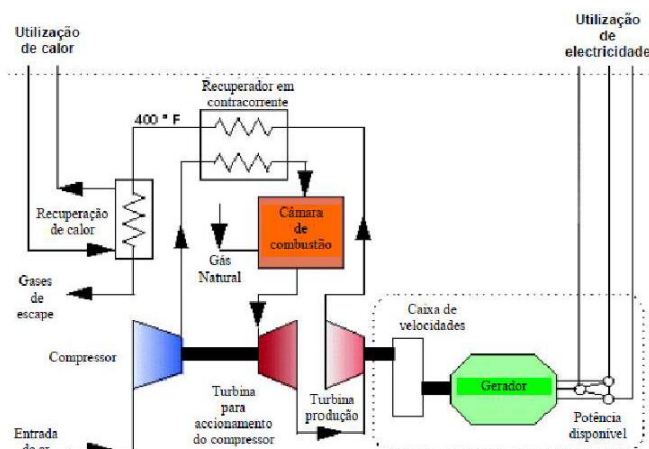


Figura 2-6 - Sistema de funcionamento de microturbina com dois eixos.

Na configuração *single-shaft*, o compressor, a turbina de expansão e gerador elétrico partilham o mesmo veio, rodando a alta velocidade, geralmente entre 50000 rpm e 120000 rpm. O gerador elétrico é geralmente um gerador síncrono de ímanes permanentes que produz potência de corrente alternada (AC) de elevadas frequências, sendo esta convertida para potência AC de frequência equivalente à rede através de eletrônica de potência (inversores). Caso se opere este sistema de forma isolada da rede, é necessário acoplar o mesmo a dispositivos de armazenamento de energia. Por outro lado as microturbinas do tipo *split-shaft* são compostas por duas turbinas, sendo que uma aciona o compressor num dos veios, enquanto a segunda turbina ativa o gerador elétrico no outro veio. Os gases de escape do compressor são usados para acionar o gerador, sendo que também se pode utilizar um recuperador que recorre ao gás de escape para aquecer o ar que sai do compressor, elevando a eficiência do sistema (de 15% para 20-30%). Esta configuração de microturbinas caracteriza-se pela possibilidade de funcionar a baixas velocidades, fazendo uso de uma caixa de velocidades para ligar a turbina ao gerador.

As microturbinas oferecem vantagens para produção dispersa: tamanho compacto, baixo peso, eficiente, baixas emissões de gases poluentes, possibilidade de utilização de combustíveis de refugo, poucas vibrações e esparsa manutenção. Estas vantagens, associadas a uma enorme flexibilidade de fornecimento de energia elétrica e calor, permitem concluir que as microturbinas serão de grande impacto na microgeração. [22]

2.4.1.3 - Micro-aerogeradores

A definição de pequenas turbinas eólicas universalmente aceite é que são turbinas cuja área de captação da energia incidente do vento é inferior a 200m² de acordo com a norma IEC

61400-2. Há também uma classificação de acordo com dimensão e orientação do rotor. No que respeita à dimensão deste, utiliza-se a denominação de “micro” turbinas eólicas, quando a sua utilização é doméstica (e a potência raramente excede os 5kW) e de mini turbinas eólicas para potências de uma a algumas dezenas de kW. [23]

Os aerogeradores utilizam o princípio de conversão da energia cinética, pelo movimento do vento, em energia elétrica. A potência de saída da turbina (P) é dada pela seguinte equação 2.2, em que c_p é o coeficiente de potência da turbina, ρ é a densidade do ar (Kg/m^3), A é a área varrida pelas pás do rotor (m^2) e v a velocidade do vento (m/s) [24]:

$$P = \frac{1}{2} * c_p * \rho * A * v^3 \text{ [W]} \quad (2-2)$$

Como pode-se observar pelas relações da equação que a potência é proporcional a área varrida pelas pás do rotor. Há dois tipos de turbinas eólicas, as de eixo horizontal e as de eixo vertical. A turbina de eixo horizontal possuiu um eixo de rotação paralelo ao fluxo do vento e ao chão sendo este tipo de turbina mais usual. A principal desvantagem deste tipo de turbina é a necessidade de um mecanismo que suporte o rotor na direção de maior fluxo de vento. Na turbina eólica de eixo vertical tem-se o eixo de rotação na perpendicular relativo fluxo de vento. Estas turbinas têm um melhor desempenho em ambientes urbanos onde os fluxos de vento são menos organizados e mais dispersos. [22]

Quanto a instalações de micro-aerogeradores há alguma dificuldade na implementação de larga escala para efeitos de microgeração devido aos custos elevados, que muitas vezes superam os de maior potência. Em Portugal, com abundância de recurso solar esta tecnologia fica configurada num segundo plano. [25]

2.4.1.4 - Geração Fotovoltaica

A tecnologia solar fotovoltaica aproveita a conversão direta da radiação solar em energia elétrica, através do efeito FV. Nesta sessão será explicada em mais detalhe o funcionamento e utilização da geração fotovoltaica. [26]

O princípio físico do efeito FV é similar às junções p-n de um díodo e acontece em semicondutores (maioritariamente o silício), sendo estes caracterizados pela presença de bandas de energia onde é possível a presença de eletrões (banda de valência), e de outra livre (banda de condução). Os átomos do semicondutor silício caracterizam-se por possuírem quatro eletrões de valência que formam ligações covalentes perfeitas com átomos vizinho. Para que semicondutor venha a ser um bom condutor de eletricidade tem-se que dopar com outros elementos como o fósforo, com cinco eletrões de ligação. Como resultado, haverá um eletrão em excesso que vai continuar ligado ao fósforo através de uma ligação fraca, pelo que necessita de pouca energia para se libertar, movimentar e criar assim corrente elétrica. Deste modo, designa-se o fósforo por “dopante n” com excesso de eletrões. Na dopagem da camada do tipo

p, adicionam-se átomos com três elétrons de ligação, como é o caso do boro, formando-se assim ligações covalentes com três elétrons do silício. Sendo assim faltará um elétron para efetuar as ligações com os átomos de silício. Esta falta é designada por lacuna, e assim a camada do tipo p tem excesso de “lacunas”. Diz-se que o boro é um aceitador de elétrons ou um “dopante p”.

Portanto tem-se na célula fotovoltaica a junção da camada do tipo p com a camada do tipo n que é chamada junção p-n. Esta junção provoca a difusão dos elétrons excedentes do semicondutor n para o semicondutor p. Há acumulação de elétrons no lado p, tornando-se negativamente carregado, e uma redução de elétrons do lado n que o torna eletricamente positivo. Com isso há a formação de campo elétrico caracterizado pelas duas camadas (camada do tipo n com excesso de elétrons e camada do tipo p com excesso de lacunas) com cargas opostas. Este campo elétrico, combinado com a pouca energia necessária para libertar os elétrons fracamente ligados da camada n, conduz até à superfície do painel onde um circuito elétrico externo conduz até a carga anexa, enquanto um outro cabo que parte da carga e a liga à parte posterior do painel traz de volta os elétrons para que estes se fixem na camada inferior de silício e fiquem à espera do próximo fóton. O esquema do princípio de funcionamento é ilustrado na Figura 2-7:

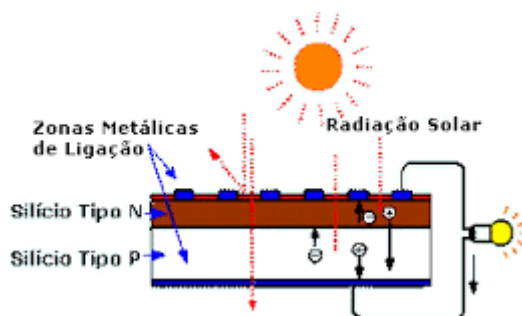


Figura 2-7 - Princípio de funcionamento de um gerador fotovoltaico

Um painel solar é formado por unidades chamadas células solares. Quando os raios solares incidem sobre a célula solar, ela é capaz de gerar uma tensão entre [0,5;1] V entre os terminais de circuito aberto, que corresponde a uma potência que varia tipicamente entre os 1 e 3 W. Estes valores de tensão e corrente não são adequados para o uso da maior parte das necessidades, estas células são ligadas em série ou paralelo formando módulos. As ligações em série das aumentam a tensão disponibilizada, enquanto ligações em paralelo permitem aumentar a corrente elétrica circulante. Estes módulos originam os painéis fotovoltaicos (FV) ou geradores fotovoltaicos, [3] conforme ilustrado na Figura 2-8:

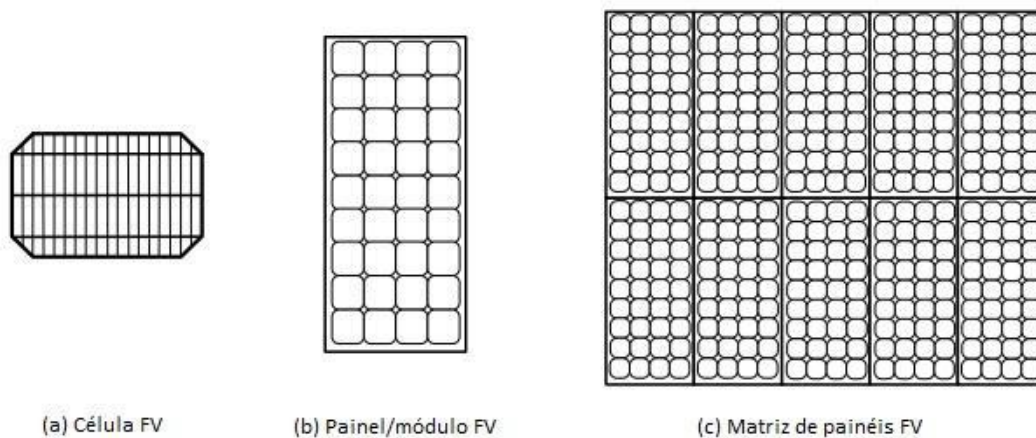


Figura 2-8 - Configuração da Geração Fotovoltaica

Como a célula fotovoltaica funciona como um diodo, a geração da tensão é contínua. Sendo que a rede elétrica pública funciona em corrente alternada deve ser instalado um inversor com o intuito de converter corrente contínua em corrente alternada. O dimensionamento do inversor utilizado é dependente da instalação FV, para apresentar um bom rendimento e aproveitar o máximo da energia produzida bem como proporcionar a segurança técnica da geração.

Numa perspectiva das redes de distribuição, os sistemas fotovoltaicos podem e devem ser utilizados como recurso de energia distribuída mas apresentam a desvantagem do elevado custo e baixa eficiência com as tecnologias atualmente disponíveis. Entretanto possui a vantagem que o pico de produção é nas horas de menor geração de outras fontes de energias renováveis, nomeadamente a eólica, o que permite uma maior equilíbrio na rede.

Painel solar fotovoltaico e inversor de ligação à rede

A instalação de pequenos geradores fotovoltaicos junto dos consumidores tem uma relação custo e eficiência melhor que a instalação de grandes centrais fotovoltaicas afastadas dos centros de consumo devido minimização das perdas de transporte. Sendo assim as redes elétricas, que funcionam junto dos locais de consumo e em baixos níveis de tensão, se adaptam da melhor forma as características da geração fotovoltaica.

Considerando o estudo de ligação do painel FV à rede, há diferentes modelos possíveis de serem usados para descrever o seu comportamento. Um dos mais comuns são os baseados em circuitos agrupados, tais como modelos de díodos simples ou duplos. A Figura 2-10 refere a característica típica de corrente - tensão (I-V) e potência - tensão (P-V) de uma célula solar. O

ponto ótimo através do qual é possível extrair a potência máxima da célula solar, é chamado o *Maximum Power Point* (MPP) [26]:

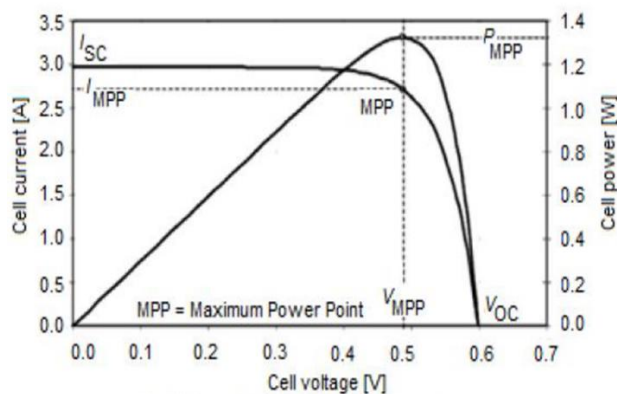


Figura 2-9 - Curva Característica $I \times V$ de uma célula fotovoltaica

A potência gerada pela central fotovoltaica pode ser maximizada com a utilização de seguidor de máxima potência MPPT (*Máximum Power Point Tracker*) no controlo da corrente de saída do painel conforme visto na Figura 2-10. O seguidor de máxima potência é um algoritmo, que com base nos valores de radiação incidente e de temperatura de trabalho, atua no conversor de potência e faz o ajuste os valores de tensão e corrente aos terminais do painel de forma a se obter a máxima potência à saída do mesmo.



Figura 2-10 - Ligação de um gerador fotovoltaico a rede elétrica

Portanto, de modo a garantir para diferentes valores de temperatura e radiação incidente que a potência produzida pela central seja máxima, efetua-se o controlo da corrente de saída do painel fotovoltaico. Uma central de produção de energia elétrica com base em painéis fotovoltaicos, associados em série e/ou paralelo para a correta interligação com a rede elétrica utiliza conversores comutados porque a tensão e a corrente aos terminais dos painéis fotovoltaicos se encontram em regime de corrente contínua, enquanto a rede elétrica funciona em regime de corrente alternada. Sabe-se que em geral a tensão aos terminais dos painéis fotovoltaicos é inferior ao valor eficaz da tensão da rede portanto a tensão à saída dos painéis necessita de ser elevada para cerca do dobro do valor eficaz da tensão da rede, e posteriormente ondulada, a fim de se poder injetar na rede a potência produzida. Para esta potência poder ser injetada na rede elétrica, é utilizado neste caso de estudo, o conversor

DC/AC representado na Figura 2-10 o qual eleva e ondula a tensão. [27] Com este processo de conversão, a energia elétrica gerada pela microgeração fotovoltaica é normalmente injetada na rede de distribuição. A Figura 2-11 é um esboço de como é conectada a microgeração fotovoltaica:

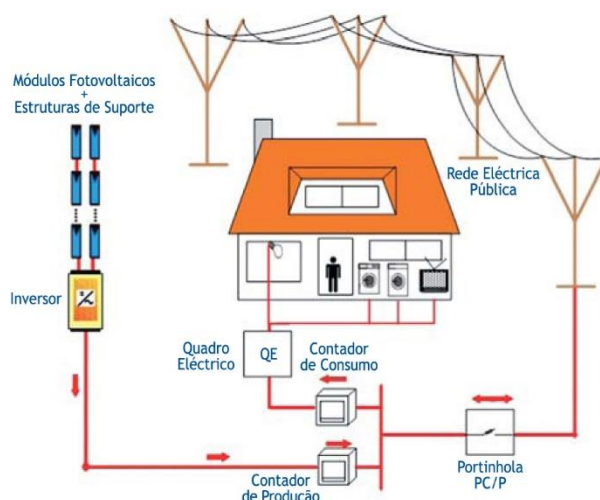


Figura 2-11 - Esboço de ligação de microprodução fotovoltaica a rede de distribuição da EDP

Os conversores eletrónicos de potência que permitem realizar a interligação das unidades de microgeração com a rede de distribuição em BT, designados por inversores, possuem sistemas de proteção. Como tal, um aumento de tensão ou diminuição verificado no ponto ligação à rede (aumento/diminuição dos perfis de tensão) acarreta a atuação dos equipamentos de proteção do inversor fazendo com que estes se desconectem da rede até que o nível de tensão seja restabelecido para valores normalizados e especificados no equipamento.

2.5 Microredes

Como já referido, a tendência de desenvolvimento do SEE é que cada consumidor de eletricidade também possa ser um produtor sendo uma realidade viável com o desenvolvimento das tecnologias de conversão de energia elétrica que utilizam sistemas de pequena potência (entre 2-3KW até 100kW). [28] Estes sistemas chamados microgeradores são ligados diretamente na rede BT conforme podemos ver na Figura 2-12. O conceito de microredes constitui na coexistência de vários microgeradores cuja produção pode ser ajustada através de sistemas de controlo e os consumidores dispõem de algumas cargas elétricas que podem ser controladas/desligadas. Sendo assim, uma microrrede é formada por uma ou várias unidades de microgeração, por dispositivos de armazenamento e por cargas gerenciáveis ou não gerenciáveis inseridos em camadas de controlo local e globais submetidos a uma hierarquia

como forma de otimizar a operação. Estas características definem uma rede ativa de distribuição com fluxos bidirecionais ou multidirecionais de energia que pode operar em modo isolado ou conectada a rede. [29]

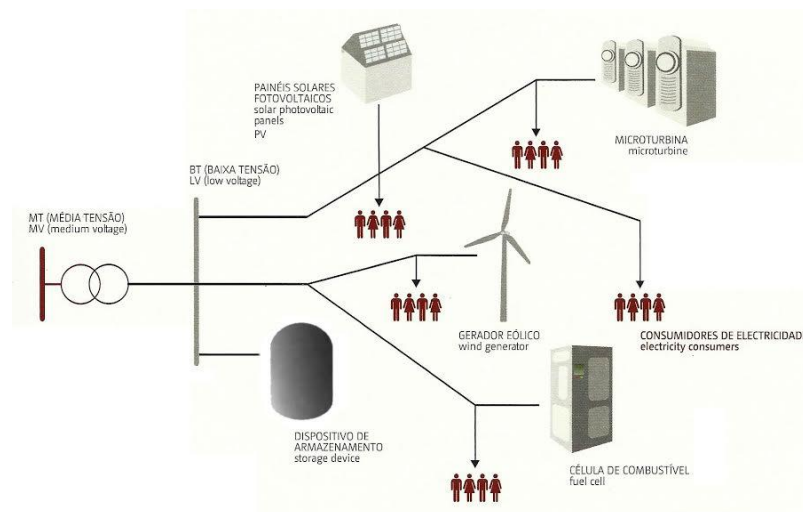


Figura 2-12 - Esquema da Microrrede [30]

A implementação de uma microrrede requer a existência de um sistema de controlo como observa-se na Figura 2-13 denominado *Microgrid Control Center (MGCC)* localizado ao nível de enrolamento de BT do posto de transformação de onde deriva a microrrede (MR), estando encarregue pelo desempenho de variadas funções, desde a simples monitorização de trânsitos de potência até à completa gestão técnica e económica, sendo utilizado para a optimização do funcionamento da MR. Este sistema de controlo comunica através de uma rede de dados, que muitas vezes utiliza como suporte físico os condutores eléctricos, com os controladores do sistema individuais de microgeração (MC) e com os controladores das cargas/consumidores (LC). Muitas vezes observa-se instalado dispositivos de armazenamento de energia eléctrica que servem para armazenar excessos de energia produzida na microrrede e permitir o funcionamento autónomo da rede em modo isolado. A MR tem dois modos de operação:

- **Modo Normal** - a MR encontra-se interligada com a rede a montante, tendo a capacidade de importar energia para alimentar as cargas locais ou, eventualmente, exportar o excedente da produção face à carga.
- **Modo de Emergência** - Após alguma perturbação na rede a montante, ou em resposta à necessidade de se proceder operações planeadas sobre essa rede, a MR pode passar a funcionar em rede isolada. A capacidade de funcionamento autónomo juntamente com a presença de unidades de MG com capacidade de arranque autónomo pode contribuir para a reposição de serviço na área de influência na sequência do colapso total ou parcial do sistema a montante.

Finalmente, o Sistema de Gestão de Distribuição DMS (*Distribution Management System*) controla o MGCC, podendo estar interligado com mais do que um MGCC. Com a comunicação do DMS com os MGCC espera-se uma contribuição para a melhoria da gestão e operação da rede de distribuição MT [30].

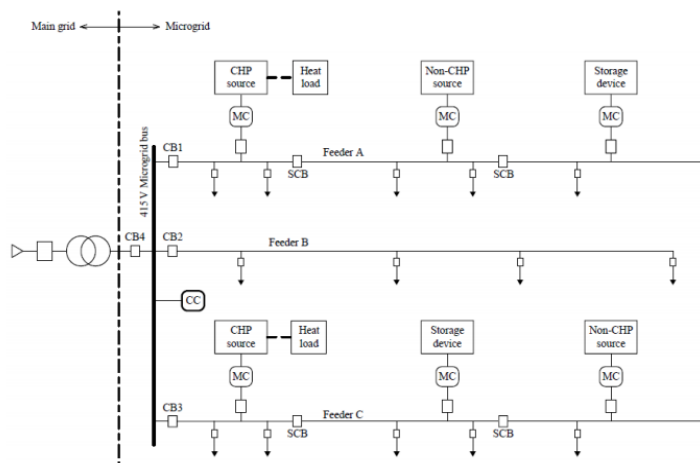


Figura 2-13 - Exemplo de Microrede com diferentes microgeradores [31]

Com esta configuração toda rede de distribuição se torna uma rede ativa recebendo energia elétrica de microgeradores desenvolvendo o paradigma da PD. Este paradigma não acabará com as grandes centrais que são responsáveis por explorar tantos os recursos renováveis quanto os não renováveis devido ao caráter intermitente das renováveis exige que seja produzida para base do sistema em grandes centrais que podem ser armazenada a energia como nas albufeiras, de forma a ser utilizadas nas variações de produção de eletricidade.

Dado ao aumento de complexidade que o uso de fontes de energia intermitente produzirá na rede elétrica, cada vez se faz mais necessário o uso de tecnologias de informação e comunicação. Esta disponibilidade de informação caracteriza uma rede inteligente com elevado grau de supervisão, automatização e controlo, onde algumas ferramentas são utilizadas para gerir e explorar o sistema elétrico. Como já está implementado em algumas redes, o consumo de eletricidade poderá ser parcialmente controlado tornando os consumidores uma parte ativa na gestão técnica do sistema como já está implementado em muitos Postos de Transformação da EDP Distribuição, as *Energy Box*. A *EDP Box* é a ligação da casa dos consumidores à rede de distribuição inteligente onde é disponibilizado um gestor de energia doméstico dotado da tecnologia necessária ao apoio ao fornecimento de serviços de eletricidade, nomeadamente à telegestão. [32] Estas alterações permitiram o consumidor/produtor ter mais autonomia e poder no controlo do seu consumo/produção, o chamado *Empowerment*.

2.6 Redes Inteligentes

As redes elétricas convencionais foram concebidas para transportar e distribuir energia e apresentam atualmente dificuldades na capacidade de resposta causadas pelo aumento da procura de eletricidade, por eletrodomésticos cada vez mais potentes e modernos e pela crescente implementação de veículos elétricos. [32] A estabilidade da rede é agora um desafio para os gestores de rede devido às constantes oscilações entre oferta e procura de energia elétrica e, principalmente devido à grande concentração da procura em períodos específicos (picos de procura), ou seja, as pontas dos diagramas de carga.

A definição de *smart grids* ou redes inteligentes pode ser melhor compreendida com [33]:

“Sobreposição dos sistemas unificados de comunicação e controle, à infraestrutura de energia elétrica existente, para prover a informação correta para a entidade correta (equipamentos de uso final, sistemas de controle de T&D, consumidores, etc.), no instante correto, para tomar a decisão correta. É um sistema que otimiza o suprimento de energia, minimizando perdas de várias naturezas, é auto-recuperável (self-healing), e possibilita o surgimento de uma nova geração de aplicações energeticamente eficientes.”

As redes inteligentes são importantes para solucionar estes problemas e principalmente gerir os novos paradigmas como a introdução da microgeração. Com a PD as redes passam a ser bidirecionais ou multidirecionais e precisam potencializar a utilização de todos os recursos energéticos e dar um tratamento da informação relativa ao trânsito de energia para gerir a rede em tempo real de forma e assim otimizar o funcionamento do SEE. A Figura 2-14 contempla os principais fatores favoráveis a introdução do conceito de rede inteligente e microrede, que falar-se-á mais a frente [34]:

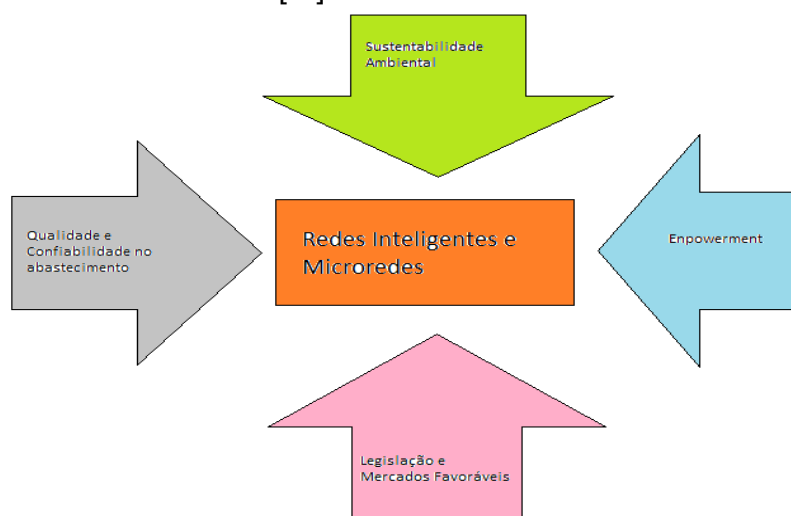


Figura 2-14 - Fatores motivadores da introdução de Redes Inteligentes e Microredes [34]

A gestão da rede é feita com recursos a algumas ferramentas como os contadores inteligentes, que substituem os tradicionais, facilitando a comunicação bidirecional entre consumidores e a empresa que presta os serviços ou subestações digitais e outros equipamentos e estes passam a ser geridos através de um sistema de controlo de informação remoto e centralizado. A implementação das microrredes é estruturada sobre a premissa do monitoramento e controlo no sistema de distribuição de energia sendo que as redes devem possuir camadas de inteligência dedicadas a interface entre produção e consumo de energia. A filosofia chave das redes inteligentes passa pela comunicação em tempo real entre a camada de operação e gestão da rede e a camada de componentes (transformadores, religadores, etc.) conectados a rede, incluindo os consumidores, os quais passariam a transmitir informações detalhadas sobre o consumo de energia em tempo real. Esta comunicação em tempo real possibilitaria a deteção quase instantânea de eventos nas redes, nomeadamente defeitos, permitindo que ações de identificação, localização e reposição da rede de forma mais rápida e otimizada melhorando os índices de serviço da rede. Outra mais-valia as redes inteligentes é a de monitorar o consumo em baixa tensão, individualizado ou integralizado em transformadores de MT/BT, permitindo a adoção de ações de controlo em tempo real, que se tornam mais precisas de forma a potencializar a capacidade da rede e, se for necessário, estratégias mais eficientes de ações de controlo/modulação da demanda. Com a otimização do sistema seria reduzida as perdas e consequentemente os custos de operação.

Com o avanço das microrredes a camada de controlo das redes inteligentes poderá interagir com o controle das microrredes e expandir assim as possibilidades de manobra e controlo sobre a rede como a formação de ilhas isoladas de microrredes, ou seja, funcionamento em modo isolado em caso de incidentes no sistema de distribuição ou problemas relativos ao nível dos perfis de tensão. A microgeração das redes inteligentes forneceria energia à microrrede, aumentando a confiabilidade do sistema local. Além da confiabilidade do sistema, as redes inteligentes aumentam a sustentabilidade do sistema devido ao melhor aproveitamento dos recursos renováveis ajustando o tipo de produção a um período de despacho/fator de simultaneidade [35].

A rede inteligente de energia fará de Portugal um país mais eficiente e sustentável, pela otimização dos sistemas de energia, pela redução das emissões de CO₂, e pela menor utilização de recursos fósseis. Também torna o país atraente ao investimento estrangeiro pois potencializa projetos industriais e centros de competência criadores de emprego e de exportação, e projetos de investigação científica em colaboração com o meio académico. As redes inteligentes são, sem dúvida, o futuro da distribuição de energia elétrica a nível mundial.

2.6.1 Projeto InovGrid

Em 2009, um consórcio composto por entidades como a EDP, INESC-Porto, EFACEC, Logica e Janz, lançou o projeto InovGrid onde implementaram uma rede de distribuição inteligente em Évora, Portugal, contando com a instalação de mais de 37,200 *smart meters*, ou *energy boxes* [36]. Este projeto fundamentado sobre três aspetos:

- Contagem de energia inteligente (*Smart Metering*), desenvolvida para implementar gestão de contagem de energia automática em todo o sistema.
- Redes de distribuição inteligentes com o objetivo no melhoramento da eficiência e fiabilidade da rede através da introdução de um novo nível de inteligência nos seus sistemas de gestão.
- Microgeração, consistindo na adaptação da rede à crescente procura da inserção de unidades de microgeração na rede.

Um esquema da configuração do Projeto InovGrid é mostrado na Figura 2-15:

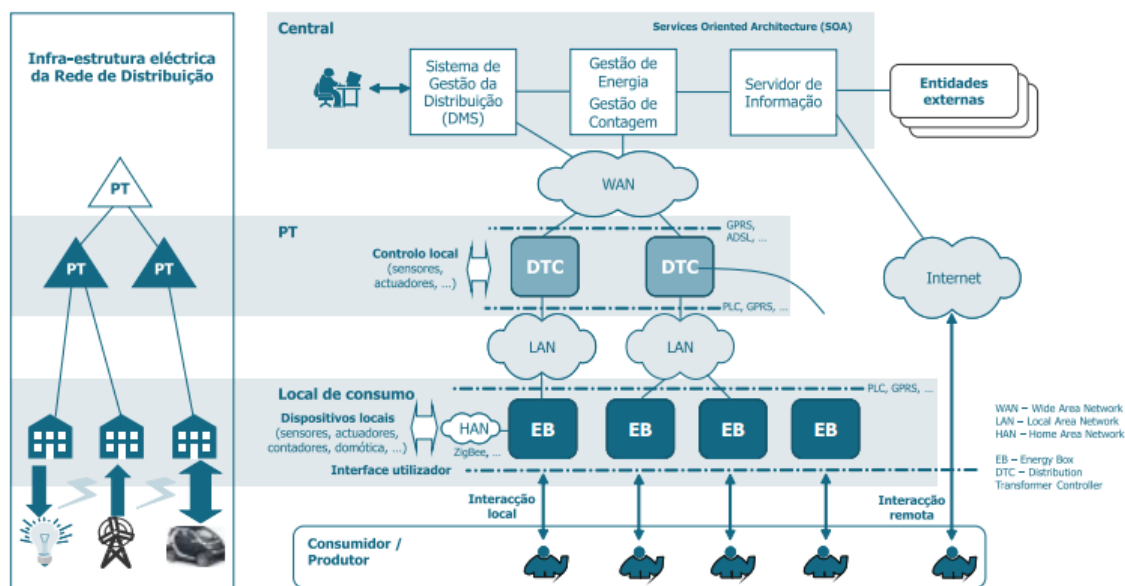


Figura 2-15 - Arquitetura técnica de referência do projeto InovGrid [37]

A informação disponibilizada por estes equipamentos permite uma gestão bastante eficiente da rede elétrica. As metas e objetivos do projeto InovGrid [36] são:

- Permitir uma melhoria de eficiência no consumo final de energia elétrica, derivado da grande quantidade de informação disponível aos consumidores finais;
- Reduzir as perdas de energia elétrica, resultante de uma melhor gestão da rede BT;
- Reduzir as perdas comerciais, como a fraude ou roubo de energia;

- Aperfeiçoar as operações técnicas, otimizando as manutenções técnicas das subestações MT/BT;
- Apurar a eficiência das operações comerciais, reduzindo os custos de faturação;
- Melhorar a qualidade técnica de serviço, reduzindo o SAIDI ao garantir uma reposição de serviço mais rápida após um defeito, com recurso a aparelhos automáticos, localização de defeito mais rápida, e melhoria dos perfis de tensão.
- Aumentar a qualidade de serviço comercial, melhorando a satisfação do consumidor ao fornecer melhor e mais informação;
- Permitir maior integração de microgeração, permitindo que a rede de distribuição entenda melhor os impactos da integração da microgeração na rede BT, gerindo o perfil de tensão da mesma.
- Permitir uma melhoria de eficiência no consumo final de energia elétrica, derivado da grande quantidade de informação disponível aos consumidores finais;

Sendo assim o projeto InovGrid implementa uma rede inteligente suportada numa infraestrutura de telecomunicações que abrange os locais de consumo/carga, chegando a casa dos clientes através de, por exemplo, *Energy Boxes*. A comunicação entre sistema de informação e DTC (*Distribution Transformer Controllers*) é planeada por uma rede de comunicações móveis (atualmente GPRS) e, em alguns casos, utilizando tecnologias fixas. É previsto um interface entre a EB e equipamentos domésticos e de domótica (*ZigBee* ou *Bluetooth*). [37]

O projeto InovGrid constitui importante ferramenta para atingir os objetivos propostos no âmbito 3º Pacote Energético da Comissão Europeia (Diretiva 2009/72/CE) [1] objetivos como a sustentabilidade ambiental a fiabilidade e qualidade do fornecimento de eletricidade, o mercado elétrico e o *empowerment* do consumidor/produtor.

2.7 Legislação

O Sistema Elétrico de Energia deve ser organizado de forma a proteger técnico e economicamente a rede, do ponto de vista do consumidor e do produtor. Entretanto a mudança de paradigma do consumidor ser também o produtor coloca questões normativas relevantes para o bom funcionamento da rede. Estas questões são geridas através de sucessivos decretos-leis, portarias e despachos governamentais. Esta secção fará uma breve análise da evolução das normas em torno da microgeração até os dias atuais. Segundo [38] o percurso dos diferentes projetos de lei podem ser descritos abaixo:

- O Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, estabeleceu as regras aplicáveis à produção de energia elétrica a partir de recursos renováveis e à produção simultânea de calor e eletricidade (cogeração).
- O Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de maio, veio revisar as normas de geração de energia elétrica a partir de recursos renováveis, ou seja, é uma alteração do DL 189/88. Inclui o Regulamento para Autorização das Instalações de Produção de Energia Elétrica Integradas no Sistema Elétrico Independente Baseadas na Utilização de Recursos Renováveis e questões de remuneração pelo fornecimento de energia.
- O Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de dezembro, estabeleceu o regime de gestão da capacidade de receção da energia elétrica nas redes do Sistema Elétrico de Serviço Público.
- O Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, veio alterar o Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, alterando alguns fatores para cálculo do valor da remuneração pelo fornecimento da energia produzida em centrais renováveis entregue à rede do Sistema Elétrico Nacional (SEN), definindo procedimentos para atribuição de potência disponível na mesma rede e prazos para obtenção da licença de estabelecimento para centrais renováveis.
- O Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de maio, veio possibilitar que nas centrais eólicas licenciadas ou fase de licenciamento acrescentar a potência instalada até 20% da potência de ligação atribuída.
- O Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de Novembro disponibiliza o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade em unidades de microprodução, simplificando o regime de licenciamento existente, substituindo-o por um regime de simples registo desde que em conformidade técnica. A entrega e a análise de projeto são substituídas pela formação de uma base de dados de projetos-tipo preexistente que o produtor deve respeitar e este portfólio facilitará o processo. Para este portefólio é formado o Sistema de Registo da Microprodução (SRM), que constitui uma plataforma eletrónica de interação com os produtores úteis para a atividade de microprodutor. Foram criados dois regimes de remuneração: o regime geral apenas para a generalidade das instalações e o regime bonificado de tarifas *feed-in* apenas aplicável às fontes

renováveis de energia. No caso das renováveis é obrigatória a instalação de um sistema de contagem separado para a microprodução.

- É interessante também referir que a Portaria n.º 201/2008 de Fevereiro fixa as taxas a cobrar pelos serviços previstos no n.º1 do artigo 23.º do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro.
- O Decreto-Lei nº 51/2010, de 10 de maio, veio permitir o sobre equipamento das centrais eólicas até ao limite de 20% da potência de injeção atribuída.
- O Decreto-Lei nº 132-A/2010, de 21 de dezembro, veio estabelecer o regime para a atribuição de 150 MVA de capacidade de receção de potência na Rede Elétrica De Serviço Público para energia elétrica produzida a partir de centrais solares fotovoltaicos, incluindo a tecnologia solar fotovoltaica de concentração e pontos de receção associados. Porém, esse decreto-lei aplicava-se a todos os centros electroprodutores, independentemente da sua potência nominal ou localização geográfica, levando, dessa forma, a uma excessiva centralização administrativa dos processos de licenciamento de micro ou pequena dimensão.
- O Decreto-Lei nº 118/2010, de 25 de outubro, simplifica o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas por unidades de microprodução, e procede à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro. Este Decreto-Lei visa estimular a produção descentralizada de eletricidade em regime de baixa tensão por particulares sendo a quantidade de eletricidade produzida por ano definida em 25 MW. Com este decreto-lei, o registo da microprodução torna-se ainda mais prático e simples sendo que dependente da potência máxima disponibilizada. Define-se também as condições para se qualificar como produtor de eletricidade, os direitos e deveres dos produtores, as atribuições da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) como entidade reguladora, quem pode instalar unidades de microprodução, o valor da eletricidade produzida pago pela rede e as situações abrangidas no regime bonificado caracterizado pela tarifa paga a um valor mais elevado de forma a incentivar a produção.
- O Decreto-Lei nº 5/2011, de 10 de janeiro, veio estabelecer as medidas destinadas a promover a produção e o aproveitamento da biomassa de maneira

a garantir o abastecimento das centrais dedicadas à biomassa florestal. Deste modo foi atribuído um incentivo económico associado ao cumprimento de alguns requisitos, que se traduz na definição de um coeficiente Z específico para as centrais abrangidas por este decreto-lei.

- A Portaria nº 286/2011, de 31 de outubro, veio estabelecer a remuneração da eletricidade a partir de fontes eólicas no mar (*offshore* com $Z=16,7$), através da utilização de aerogeradores flutuantes em águas profundas.
- O Decreto-Lei nº 35/2013, de 28 de fevereiro, veio prever a faculdade, por parte dos titulares dos centros electroprodutores eólicos submetidos ao regime remuneratório de eletricidade previsto no anexo II do Decreto-Lei nº 189/88, de 27 de maio, na redação aplicável antes da data de entrada em vigor do Decreto-Lei nº 33-A/2005, de 16 de fevereiro, da adesão a um regime remuneratório alternativo durante um período adicional de cinco ou sete anos após o termo dos períodos iniciais de remuneração garantida atualmente em custo mediante a assunção do compromisso de contribuir para a sustentabilidade do Sistema Elétrico Nacional, através do pagamento de uma compensação.
- A Diretiva da ERSE nº 9/2013, de 26 de junho, veio operacionalizar o pagamento das compensações a que se refere o Decreto-Lei nº 35/2013, de 28 de fevereiro, em sequência das disposições aplicáveis à compra e venda de energia elétrica de produção em regime especial.

Decreto-Lei n.º 153/2014

O Decreto-Lei n.º 153/2014 [39] vem alterar e complementar o DL 363/2007 que determinava uma potência média 3,6 kVA, incentivava a lógica do investimento financeiro com a microgeração sendo de elevado sobrecusto para o sistema SEN (défice tarifário) e posto isso, um modelo não sustentável a médio e longo prazo. [40]

Entre os objetivos do novo diploma temos a dinamização da PD em Portugal, assegurando a sustentabilidade técnica e económica do SEN evitando assim sobrecustos para o sistema, garantindo um desenvolvimento ordenado da atividade. Também visa um maior controlo nas instalações de PD de modo que sejam dimensionadas para fazer face ao consumo do local. A nova legislação também procura reduzir a vertente de negócio associada a

microprodução, que motivava o sobredimensionamento das centrais e consequentemente o sobrecusto para o SEE.

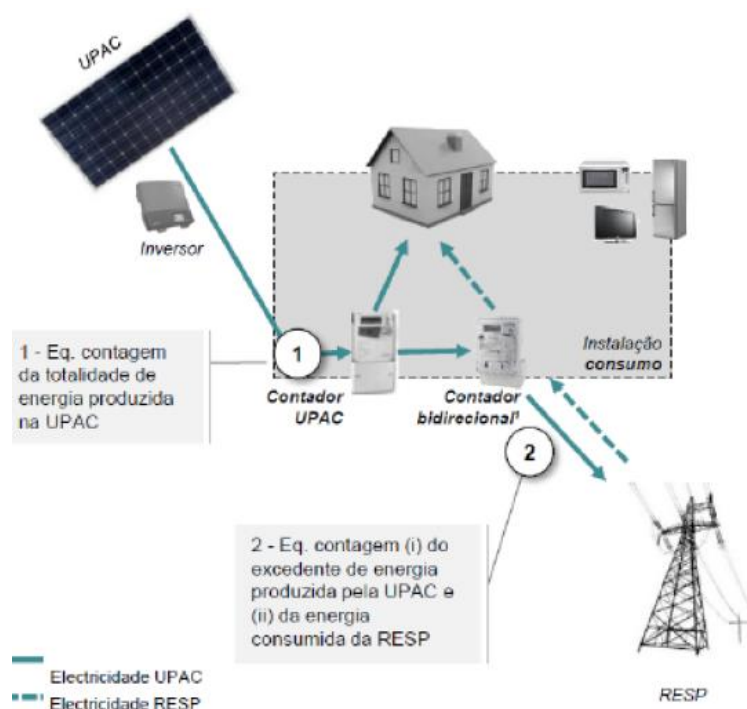


Figura 2-16 - Modelo de Funcionamento para Potência acima de 1,5kW [40]

Neste modelo representado pela Figura 2-16, as UPAC (unidades de produção), produzem preferencialmente para o consumo sendo que a energia produzida é instantaneamente injetada na instalação. O excedente é injetado na rede evitando o desperdício. Também é importante mencionar que a Potencia de Ligação da UPAC é inferior a potencia contratada na instalação de consumo e a Potencia da UPAC não pode ser duas vezes superior a potência de ligação.

O quadro abaixo, retirado de [40], faz um resumo das novas diretrizes trazidas por este Decreto-Lei n.º 153/2014:

| | |
|-------------------------------|--|
| Fonte | <ul style="list-style-type: none"> • Renovável e Não Renovável |
| Limite Potência | <ul style="list-style-type: none"> • Potência de ligação < 100% da potência contratada na instalação de consumo |
| Requisitos Produção | <ul style="list-style-type: none"> • Produção anual deve ser inferior às necessidades de consumo • Venda do excedente instantâneo ao CUR |
| Remuneração | <ul style="list-style-type: none"> • Valor da “pool” para excedente instantâneo de produção, deduzido de custos • Numa base anual, o excedente produzido face às necessidades de consumo não é remunerado |
| Compensação | <ul style="list-style-type: none"> • Entre 30% e 50% do respectivo valor dos CIEG quando a potência acumulada de unidades de autoconsumo exceda 1% da potência instalada no SEN |
| Contagem | <ul style="list-style-type: none"> • Contagem obrigatória para potências ligadas à RESP superiores a 1,5 kW |
| Processo Licenciamento | <ul style="list-style-type: none"> • Processo gerido via plataforma electrónica • Mera comunicação prévia: Entre 200W – 1,5 kW • Registo+certificado de exploração: Entre 1,5 kW e 1MW • Licença de produção + exploração: >1MW |
| Outros aspectos | <ul style="list-style-type: none"> • Não existe quota de atribuição |

Figura 2-17 - Novo DL sobre produção descentralizada (autoconsumo e pequena produção)

2.8 Sumário e breves conclusões

Neste capítulo apresentou-se a situação atual de mudança de paradigma do Sistema Elétrico de Energia, com grande responsabilidade da crescente integração de PD ao nível das redes de distribuição de média e baixa tensão. A elevada integração de PD implica em impactos e um crescente desafio na operacionalidade do sistema elétrico de energia. Portanto, a curto e médio prazo, há necessidade de desenvolver e implementar melhores processos de planeamento do sistema, nomeadamente as chamadas redes inteligentes. Também foram mencionadas algumas das tecnologias de microprodução como os painéis solares fotovoltaicos, as pilhas de combustível, as microturbinas e as microturbinas eólicas, considerando a BT sendo que um dos principais impactos destas tecnologias são ao nível dos perfis de tensão. Desta forma, o controlo da rede manterá os níveis de tensão dentro dos valores estipulados pela legislação em vigor. Quanto aos principais impactos da introdução da PD foi dada especial atenção às variações de tensão e qualidade de energia na rede pois são pontos relevantes da integração da microprodução. Por fim apresentou-se sistemas mais avançados para gestão e controlo de redes de distribuição com a inclusão da PD nas microrredes. Foi referido o projeto InovGrid, que surgiu em resposta ao desafio colocado pela EDP Distribuição, S.A, de forma a ter uma rede mais inteligente e adaptada ao novo paradigma do SEE. Por último, uma breve

abordagem a legislação existente para a produção dispersa, dando especial ênfase ao Decreto-Lei n.º 153/2014, que é nova legislação em vigor sobre o autoconsumo.

Capítulo 3 - Soluções de Controlo de Perfis de Tensão

3.1 Introdução

A busca por melhores condições de integração da PD na rede de distribuição visa maximizar a introdução de microgeração e minimizar os impactos negativos nas condições operacionais na rede de BT. Como já referido neste trabalho, o impacto negativo que a microgeração introduz nos perfis de tensão das redes constitui talvez um dos principais empecilhos em massificar a integração de PD nas redes de distribuição de BT [41]. O conceito de RI vem da necessidade de mitigar estas dificuldades abrangendo um novo tipo de organização e planeamento das redes de distribuição que difere do paradigma convencional prevendo uma infraestrutura de comunicação e controlo que permite uma maior autonomia e previsão de rede [42]. Com o estudo de redes inteligentes é investigada condições estratégias de controlo de tensão de forma a permitir a integração bem-sucedida e em massa de microgeração nas redes de distribuição de BT.

Um dos aspetos mais importantes destas estratégias é a natureza global ou local do controlo, ou seja, pode incluir controladores locais das unidades de microgeração, das cargas e dos dispositivos de armazenamento, e/ou controladores centrais como o *Micro Grid Central Controller* (MGCC) [43]. Ao ser adotada uma estratégia local, esta utiliza cada controlador local para definir a regra de controlo de forma que não há interligação entre os controlos. Já uma estratégia global utiliza informação de sincronização dos diversos controladores da rede para garantir a operação da rede.

No esquemático da Figura 3-1 temos o controlo de rede em BT numa situação de implementação de RI [44]. Exemplifica um controlo coordenado que se pode implementar numa rede de distribuição BT, com o processamento geral do controlo a ser realizado no MGCC, sendo que depois se atua nos controladores locais MC (*MicroSource Controller*) e LC (*Load Controller*).

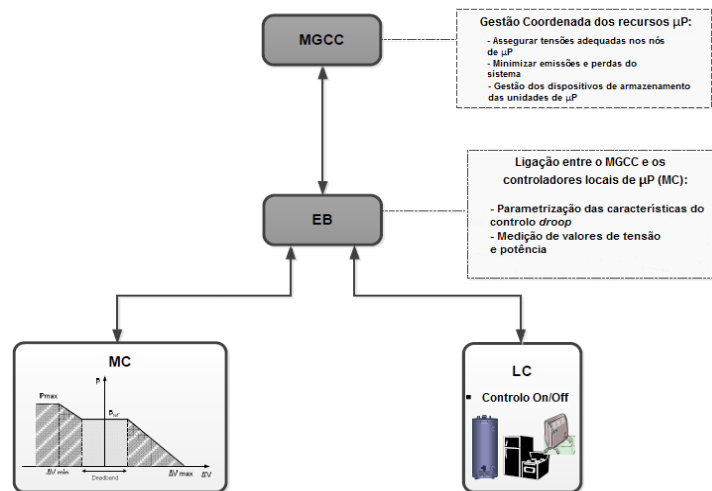


Figura 3-1 - Controle Global e Local de RI [32]

O controle local e o controle coordenados serão abordados nas secções seguintes deste capítulo. Nestas apresenta-se a formulação teórica de cada um dos controles, sendo que sua possível implementação prática é exposto no Capítulo 5.

3.2 Controle Local (*Droop* - P/V)

A estratégia de controle denominada por *droop* tradicionalmente faz uso de uma relação entre a potência ativa (P) e a frequência (f) da rede. O controle *droop* P/f é utilizado como estratégia de controle de frequência primária, porém, é mais aplicado em redes de transporte devido ao caráter indutivo onde a relação entre a P e f é proporcional como a relação entre a potência reativa (Q) e a tensão (V) [45]. Analisando as MR, ou MMR, sendo redes em BT e com características predominantemente resistivas, a quantidade de variação de P necessária para que se faça sentir uma variação correspondente de V é menor que a variação necessária de Q . Há também que considerar o efeito indireto de Q em V , não muito significativa a rede do caso de estudo.

Para o tipo de rede estudada neste trabalho assumiu-se que o fator dominante de V é P e em conjunto com a características das unidades de microgeração FV utilizando o controle *droop* P/V . A relação X/R característica da generalidade das redes de distribuição de BT, a potência ativa é o fator que mais influencia a variação de tensão nas mesmas redes. Como as unidades de microgeração painéis fotovoltaicas injetam potência ativa em reduzida simultaneidade com o consumo, o efeito de subida/descida de perfis de tensão é acentuado, resultando que muitas vezes a tensão ultrapasse os limites técnicos estabelecidos. Desta forma é limitada a quantidade de microgeração que pode ser instalada na rede sem comprometer a qualidade da energia fornecida como pode-se verificar nos resultados deste trabalho, expostos no Capítulo 5.

A redução da potência ativa em relação com a tensão necessita interfaces de eletrônica de potência das unidades de microgeração para controlar e gerir injeção de potência para rede BT. O princípio básico de funcionamento do controle de potência está representado na Figura 3-2:

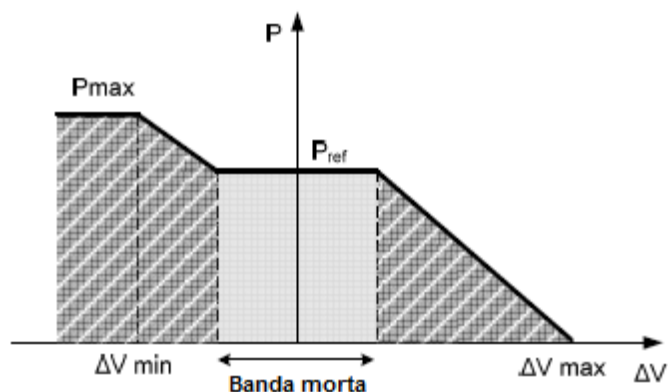


Figura 3-2 - Princípio Básico do Controle de Potencia Ativa

Neste controle local existe uma banda morta de tensão em que o operador de sistema define a potência ativa de referencia (P_{ref}) que pode se injetada. Entretanto, se a tensão se subir acima da “banda morta”, o controle local, de forma automática, reduz a injeção de potência. Pelo contrário, se a tensão estiver abaixo da banda morta, o controle local permite um aumento da injeção de potência, limitado ao valor máximo (P_{max}) que pode ser extraído da unidade de microgeração [3]. Este conceito é um dos princípios da rede inteligente: controle automático e em tempo real.

3.3 Transformador com Tomadas na MT/BT (OLTC)

Como já referido, nas redes de distribuição em BT, em que não existam unidades de microgeração, o trânsito de potência flui num único sentido, da fonte para os consumidores. Neste contexto, a tensão é regulada pelo operador de rede em situação de vazio no momento da instalação do transformador MT/BT através das tomadas de regulação do mesmo. A referida regulação é fixada manualmente e não apresenta qualquer sensibilidade à presença de unidades de microgeração. Com a integração de microgeração na rede de BT, especialmente em situações de pouca carga e fim de linha, o trânsito de potência poderá inverter de sentido, tendo por efeito um aumento do nível de tensão no ponto de conexão da unidade com a rede. [46]. Desta forma a regulação fixada no início de vida do transformador passa a ser insuficiente face ao aumento de complexidade da rede.

Atualmente a maioria do controle de tensão em BT é realizado através de tomadas de regulação incorporadas nos transformadores utilizados na rede de distribuição. Este tipo de

controle é realizado por escalões tipicamente $\pm 2 \times 2.5\%$ (5 tomadas), não permitindo um controle fino da tensão em tempo real nem a mitigação de variações bruscas de tensão [46] sendo que como já referido, não apresenta sensibilidade à presença de unidades de microgeração.

A tomada de regulação permite selecionar um certo número de espiras do transformador. O acesso a este ponto permite variar a relação de transformação (relação de espiras) e deste modo efetuar um controle da tensão na saída do transformador, sendo que estas tomadas estão do lado de AT, pois as correntes são menores. Dependendo do transformador a comutação de tomadas (*tap changing*) poderá ser realizada de duas formas: em vazio *De-Energized Tap Changing* (DETC) ou em carga *On Load TapChanging* (OLTC). De forma a seguir a lógica de redes inteligentes, o conceito OLTC será abordado neste trabalho, pois com este modo de funcionamento não é necessário deixar a rede em vazio para efetuar a regulação.

3.3.1 On Load Tap Changing (OLTC)

Neste caso as cargas não são sujeitas a uma interrupção durante o processo de comutação de tomadas. Sendo assim é de uma maior complexidade de atuação. Estes métodos de comutação são vulgarmente classificados em dois tipos: processos mecânicos *MTC Mechanical Tap Changers* (MTC) ou processos eletronicamente assistidos *Thyristor Assisted Tap Changers* (TATC).

O processo de comutação MTC é constituído por uma sequência de 4 passos e permite realizar a comutação em carga. O processo, como descrito em [46] começa por realizar a nova conexão (passo 1) ainda antes de abrir o circuito da tomada até então utilizada. Em seguida o *switch* inicia o seu movimento de A para B realizando os passos 2 e 3. Finalmente dá-se lugar ao quarto passo que é responsável pela abertura do circuito da tomada antiga. No processo descrito são asseguradas correntes de curto-circuito relativamente moderadas devido à inclusão de resistências em série. Deverá ser um processo rápido de modo a evitar o sobreaquecimento. Uma das principais desvantagens deste mecanismo está relacionada com as perdas por efeito de joule nas resistências auxiliares devido ao aquecimento reduzindo assim a vida útil do equipamento. Já o modelo TATC possui um mecanismo idêntico ao anterior com a diferença que neste caso são utilizados tirístores de forma a suportarem a corrente de carga no momento da comutação de tomadas. Este método comparativamente com o caso anterior apresenta menores perdas por efeito de joule durante a comutação. Quanto as desvantagens pode-se referir a complexidade do processo sendo necessária uma fonte de alimentação para o circuito de comando dos tirístores. [47]

Portanto, o funcionamento de um OLTC baseia-se tanto na regulação da tensão num único barramento como na compensação de uma quebra de tensão em uma linha particular. Ambas as estratégias assentam em medidas locais e são adequadas para os sistemas de

distribuição tradicionais com trânsito de potência unidirecional, o que poderia conduzir a problemas nas redes de distribuição com trânsito de potência bidirecional como é o caso de redes com PD.

Uma estratégia de controlo OLTC pode ser baseada em medidas de vários pontos da rede procedendo a regulação da tensão a partir da medida de tensão do barramento que apresenta o problema de sobretensão mais problemático. Portanto o funcionamento do OLTC parte de uma análise das condições de tensão em tempo real da rede, identificando e medindo o valor de tensão no barramento que apresenta o maior perfil de tensão. O valor resultante (V_t) é comparado com um valor de tensão de referência (V_{ref}), por exemplo, como 1.08p.u., resultando da diferença entre ambos um valor de erro de tensão ($Verro$), dado pela equação $Verro = V_{ref} - V_t$.

Pode-se verificar se o valor de erro se encontra dentro ou fora do intervalo admissível de acordo com as normas e assim desenvolver um algoritmo de controlo de tensão para ser implementado em contexto de redes inteligentes.

3.4 Sumário e breves conclusões

Num ambiente de rede inteligente as infraestruturas de comunicação e controlo servem para implementar, por exemplo, o controlo de tensão. As estratégias de controlo de tensão determinadas de acordo com as características da rede, como no caso das redes rurais com essência basicamente resistiva, facto que acarreta o problema da subida de tensão. Sendo que neste caso é a potência ativa que influencia na subida de tensão, as estratégias de controlo devem basear-se na regulação desta quantidade de potência ativa produzida pela microgeração instalada na rede. Neste capítulo são apresentados dois exemplos de controlo local, um realizado com *droop* P/V e outro com transformador OLTC. No Capítulo 5 será feita uma simulação com estes dois tipos de controlo de tensão.

Capítulo 4 - Plataforma de Simulação de Redes de Distribuição

4.1 Introdução

Saber considerar os principais impactos na rede de distribuição são fundamentais para o sucesso da introdução de produção dispersa e para a análise do seu impacto na rede. Para o estudo foi disponibilizado pela EDP Distribuição SA um caso real de uma rede baixa tensão Adaúfe-Ferreiros, que está localizada na Área Operacional de Braga. O principal objetivo do estudo foi analisar o impacto da integração de microgeração, especialmente no que se refere aos perfis de tensão.

Apresenta-se neste capítulo uma sucinta descrição dos modelos de simulação disponíveis e utilizados no Matlab para este tipo de rede. As simulações modelizam os efeitos nas tensões na unidade de microprodução baseado em dados concretos de características elétricas da rede. Sabe-se que a simulação realizada não contempla todas as variáveis da rede que precisavam ser consideradas, como por exemplo, a exata distribuição das cargas monofásicas por fase, a resistência e indutância medida etc.

4.2 - Ferramenta de Simulação

O Simulink®, integrado com o Matlab®, é um *software* matemático voltado para as áreas de engenharia e ciência possuindo um ambiente de simulação *Model-Based Design* para sistemas dinâmicos e integrados. Proporciona acesso a inúmeras ferramentas que permitem desenvolver algoritmos, analisar e visualizar simulações entre outros. Os blocos podem ser construídos conforme a necessidade de simular componentes, permitem projetar, simular, implementar e testar uma variedade de sistemas variantes no tempo.

Os dados da rede do caso de estudo foram levantados no terreno, nomeadamente mapeamento das secções dos cabos/linhas de toda a extensão da rede, das cargas alimentadas, resistência e reactâncias dos cabos, nas distâncias entre apoios (nós) bem como o microprodutor fotovoltaico. Para auxiliar esta recolha de informação foi utilizado o *software* DPplan®, disponibilizado pela da EDP Distribuição. O DPlan® é um *software* de análise geográfica com base integrada e sistema de otimização de rede de distribuição. Pode ser utilizado com os seguintes objetivos: [48]

- Planeamento de Expansão;

- Planeamento de Operações;
- Planeamento de emergência e sistema de restauração;

O DPlan® combina tecnologias gráficas e análise de algoritmos de otimização podendo obter algumas características, nem sempre com fiabilidade devido a incongruências na inserção de dados e cálculos teóricos ideias. Alguns dados que podem ser obtidos são:

- Otimização;
- Confiabilidade e restauração de falhas;
- Fluxo de potência e curto-circuito;
- Atribuição e área de carga de crescimento;
- Visualização e relatórios;
- Edição e gerenciamento de dados;
- Cartografia;

Com as ferramentas Matlab® e DPlan® foi possível implementar um modelo de simulação com os valores mais fidedignos possíveis para o estudo da rede de distribuição.

4.3 - Modelização da rede de BT com microprodução do tipo Solar FV

4.3.1 Transformador de Distribuição

O transformador de distribuição representado no modelo de simulação é rebaixador de 15KV para 400V, sendo utilizado um fator de correção de 1,03 de acordo com as medidas obtidas. A rede de distribuição de MT à qual se liga o transformador de distribuição MT/BT é modelizada para jusante do referido transformador como uma fonte de potência infinita, fornecendo um sistema trifásico equilibrado de tensões (neutro acessível). A modelização foi feita com o seguinte bloco [49] :

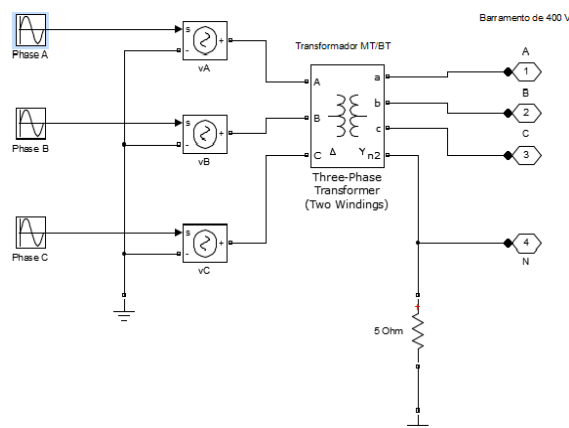


Figura 4-1 - Modelização do Posto de Transformação de Distribuição

As configurações do posto de transformação foram determinadas com medidas realizadas durante o período de duas horas com um analisador de rede Fluke (Anexo D), sendo verificado que a tensão estava 30% maior na saída de BT, ou seja, 1,03pu. Foi considerada na simulação a potência aparente de 160kVA, retirada da placa característica do transformador.

4.3.2 Linhas e Cabos

As linhas asseguram o transporte e a distribuição da energia elétrica desde as centrais produtoras até dos consumidores finais [7]. Na maioria dos casos das zonas rurais, as linhas são aéreas constituídas por condutores de cobre ou alumínio, apoiados em postes de madeira ou betão. A tensão nominal da linha determina o quanto de potência pode ser transportada. Embora o cobre tenha uma condutividade quase dupla do alumínio, este material prevalece na construção de linhas devido ao custo e peso menores.

A construção dos condutores para linhas aéreas é feito com núcleo central de fios de aço entrançados proporcionando resistência mecânica ao cabo envolvidos por várias camadas de fio de alumínio igualmente entrançados que asseguram a condução da corrente elétrica - são chamados condutores alumínio-aço. A consideração do tipo de rede depende da extensão dos cabos, ou seja, a rede rural costuma ter distâncias maiores entre cargas, fazendo com que a rede fique com características resistivas ($R \gg X$). Como já referido, a característica mais resistiva faz com que o controlo da potência ativa seja mais relevante para manter os perfis de tensão dentro dos limites estipulados. Do ponto de vista da simulação, as linhas em BT podem ser modelizadas por elementos passivos de parâmetros fixos (resistência e reatância), desprezando-se os efeitos capacitivos reduzidos neste nível de tensão. Para otimizar a simulação e torna-la menos demorada, foi adotado o modelo RL paralelo. Considerou-se a impedância do neutro igual à impedância das fases. Para a modelização foi utilizada os seguintes blocos:

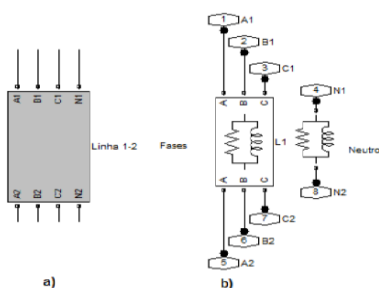


Figura 4-2 - a) Bloco representativo da linha de distribuição BT b) impedâncias de fase e neutro da linha

Para utilizar o modelo RL paralelo já referido anteriormente, e visto que a modelização atual das linhas consiste num modelo do tipo RL série, para obter a conversão da representação

RL série para RL paralela, considerando que em regime permanente terá de existir igualdade de impedâncias a uma determinada frequência angular:

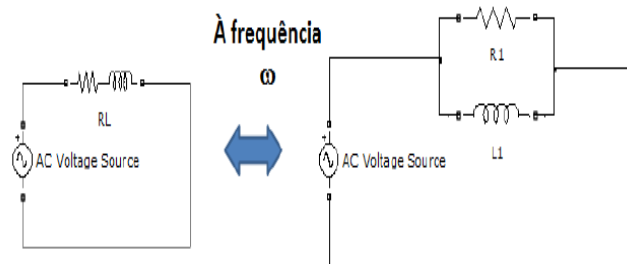


Figura 4-3 - Conversão entre modelo RL série para RL paralelo.

Para a conversão de modelos foi utilizada as seguintes equações:

$$X1 = \frac{R^2 + (\omega L)^2}{\omega L} \quad (4-1)$$

$$L1 = \frac{R^2 + (\omega L)^2}{\omega^2 L} \quad (4-2)$$

Temos representado as seguintes variáveis:

R - representa a resistência da linha no modelo RL série em ohms (Ω);

L - representa a indutância da linha no modelo RL série em henrys (H);

R1 - representa a resistência da linha no modelo RL paralelo em ohms (Ω);

L1 - representa a indutância da linha no modelo RL paralelo em henrys (H);

ω - É a frequência angular em rad/s;

Os valores obtidos encontram-se no Anexo A.

4.3.3 Cargas

Os modelos para a simulação das cargas monofásicas ou trifásicas são caracterizados por um ramo RL série com impedância constante conforme Figura 4-4:

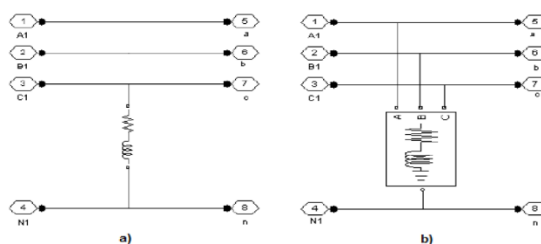


Figura 4-4 - a) Modelo Cargas Monofásicas b) Modelo Cargas Trifásica

Para cada modelo que simula uma carga, foi definido o fator de simultaneidade e a potência contratada sendo que esta foi levantada no terreno e disponibilizado no Dplan. Também para o efeito de simulação foi necessário efetuar a análise para as três fases separadamente, já que o sistema é desequilibrado. Se as três impedâncias da carga forem iguais ($Z_1=Z_2=Z_3$), a carga é denominada equilibrada. Caso contrário, a carga trifásica é considerada desequilibrada, sendo que se enquadra no caso de estudo. Abaixo um esboço de um circuito trifásico desequilibrado:

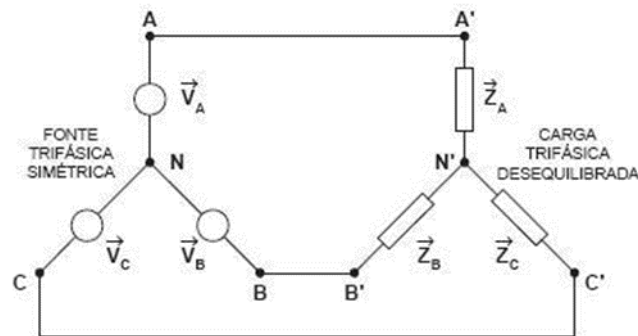


Figura 4-5 - Circuito trifásico desequilibrado

4.3.4 Microgeração (Painel Solar e Inversor)

A ligação do gerador fotovoltaico à rede dispõe de inúmeros modelos, sendo os mais comuns baseados em circuitos agrupados, tais como modelos de díodos simples ou duplos. O funcionamento da ligação a rede já foi mencionado Capítulo 2 (2.4.1.4 - Geração Fotovoltaica) refere ao ponto ótimo através do qual é possível extrair a potência máxima da célula solar, o *MPP (Maximum Power Point)*. Relativamente ao modelo do módulo FV da simulação, a sua implementação em MatLab®/Simulink® encontra-se ilustrada na Figura 4-6:

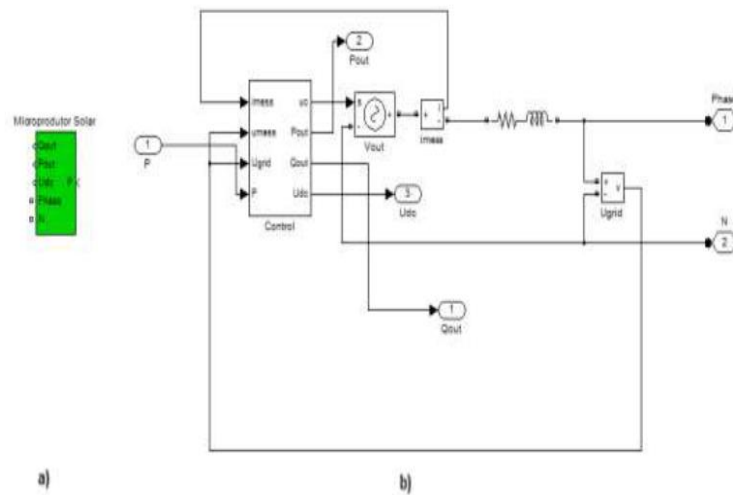


Figura 4-6 - a) Bloco representativo de um módulo FV, b) Bloco representativo do inversor de um módulo FV.

A Série do RL representada na Figura 4.6b) corresponde ao filtro do inversor CC/CA conectado à rede elétrica e para esta situação a impedância considerada foi aproximadamente 10% na base da potência do inversor, sendo que os respectivos valores de R e L podem ser obtidos de acordo com as seguintes equações:

$$X = \omega L = 0,1 * \frac{Ub^2}{S} \quad (4-3)$$

$$R \approx 0,01 * \omega L$$

É através do módulo MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) já referido no Capítulo 2 que se obtêm o MPP, responsável pela condição de máxima energia extraída do painel. Pode-se considerar-se que a ação do MPPT é suficientemente rápido, podendo-se considerar que o painel fotovoltaico opera sempre no ponto de máxima extração de potência. [5] A utilização da eletrônica de potência não é apenas para a inversão de corrente contínua para alternada, Também é utilizada para a busca do melhor MPP possível do painel em cada instante, ou seja, aquele que leva à maior potência ativa produzida em cada instante. As principais funções de controlo do inversor monofásico de acoplamento do painel solar à rede como ilustrado na Figura 4-7:

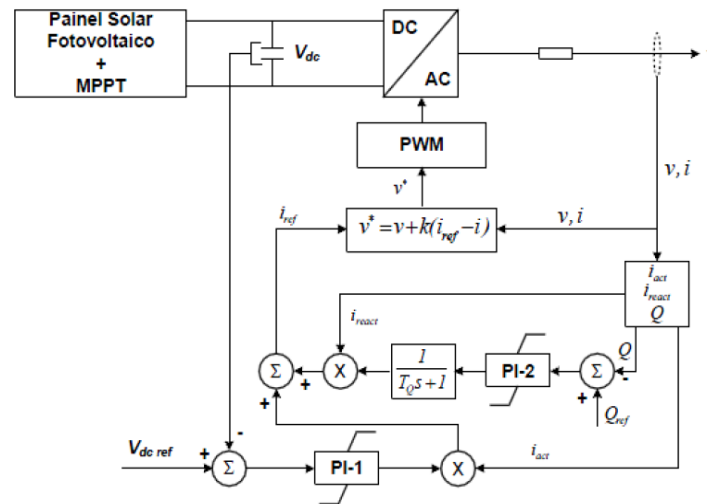


Figura 4-7 - Sistema de controlo do inversor de um painel solar fotovoltaico [5]

É de notar que as unidades de microprodução só iniciam a sua ligação ao instante de tempo 5 segundos. Esta uma simulação temporal com uma duração de cerca de 10 segundos e que se optou por uma estratégia em que:

- 0-5 Segundos: a produção é nula (só carga);
- 5-6 Segundos: a produção sobe até ao valor nominal definido;
- 6-10 Segundos: produção mantem no valor nominal;

4.4 Ambiente de simulação da Rede de Distribuição de Baixa Tensão

Posteriormente ao levantamento técnico da rede foi implementada MatLab® o protótipo de simulação do caso de estudo fazendo uso de cada elemento mencionado anteriormente. A Figura 4-8 apresentada a seguir ilustra o protótipo definido:

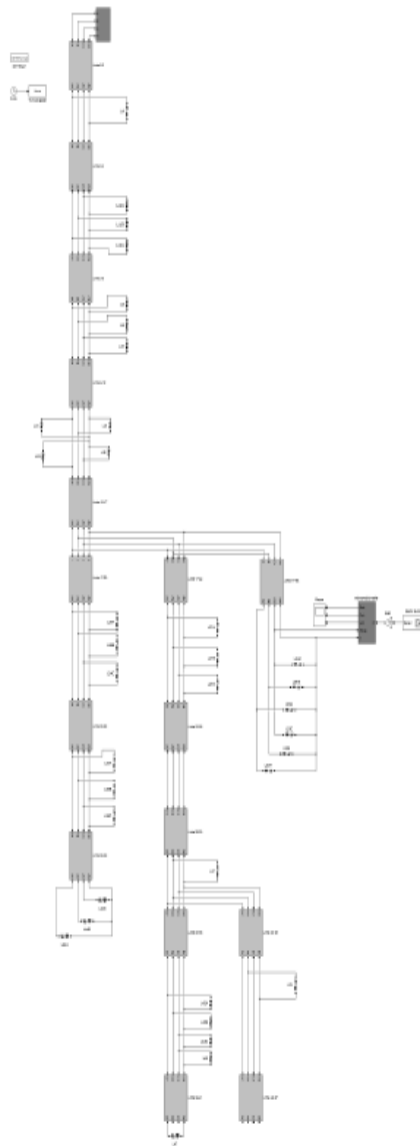


Figura 4-8 - Modelo da rede de BT implementado em MatLab®/Simulink®.

4.5 - Sumário e breves conclusões

Este capítulo abrangeu de forma sucinta os modelos dinâmicos que caracterizam a rede e da sua implementação em ambiente MatLab®/Simulink®, procurando fornecer informação sobre os componentes envolvidos. Quanto à rede de distribuição MT, esta foi modelizada como uma fonte de potência infinita fornecendo um sistema trifásico equilibrado de tensões (neutro acessível). Entretanto a modelização da rede de BT como desequilibrada, pois as cargas são maioritariamente monofásicas e trifásicas e a microprodução é monofásica. Este modelo será utilizado no Capítulo 5 para o estudo de caso fornecido pela EDP Distribuição, S.A.

Capítulo 5 - Caso de Estudo da Rede de Distribuição BT

5-1 Introdução

De forma a estudar a influência da microprodução nos perfis de tensão das redes de distribuição de baixa tensão, e identificadas algumas soluções de controlo que englobam redes inteligentes, este capítulo analisará um caso real identificado pela EDP Distribuição, S.A, de forma a caracterizar devidamente o problema e aferindo a aplicabilidade de uma potencial solução.

Este capítulo organiza-se basicamente em três secções. Na primeira secção é apresentada a integração da microprodução na rede de BT, sendo caracterizada a rede de distribuição de baixa tensão proposta pela EDP-Distribuição, S.A. Esta descrição inclui a localização da rede, e as características principais, contextualizando algumas opções quanto à sua estrutura.

A segunda secção corresponde à apresentação dos perfis de tensão após a implementação da rede de BT, descrita no Capítulo 4, em MatLab®/Simulink® em vários cenários de carga, com e sem a presença da microprodução, e com a inserção de novos microprodutores nos nós indicados pela EDP como possíveis ampliações da produção dispersa.

Por fim, na terceira secção pretende-se identificar uma possível solução de controlo para o problema dos perfis de tensão resultantes da integração de microgeração, explorando um transformador OLTC e controlo da potência ativa.

5-2 Caso de Estudo de Integração da microprodução nas redes de BT (EDP-Distribuição, S.A)

5.2.1 - Caracterização da rede em estudo

A rede de BT proposta pela empresa está localizada em Adaúfe-Ferreiros, correspondente a Área Operacional da EDP de Braga. Trata-se de uma rede trifásica com neutro e desequilibrada, de topologia radial e com características de rede rural. É alimentada por um posto de transformação de distribuição com potência nominal de 160 kVA e com tensões estipuladas de 15/0,4 kV. A carta da rede de BT em estudo é representada abaixo:

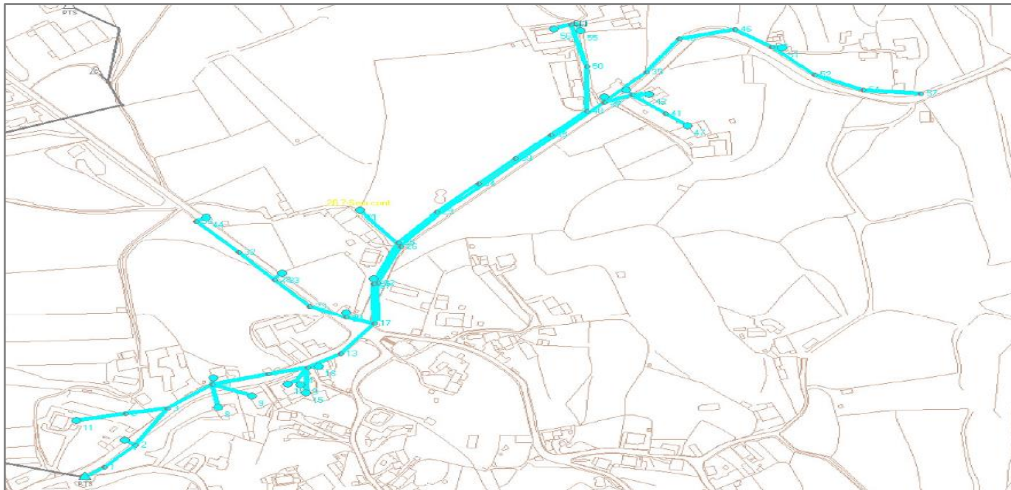


Figura 5-1 - Rede de Baixa Tensão do Caso de Estudo Adaúfe-Ferreiros

A unidade de microprodução da rede está inserida no nó V17_53, sendo identificada como do tipo solar fotovoltaico, com uma potência instalada de 3,68 kW. A seguir temos representado o digrama unifilar da rede, desenhado a partir da análise em terreno e do **DPlan®**, onde podemos verificar a instalação da microgeração:

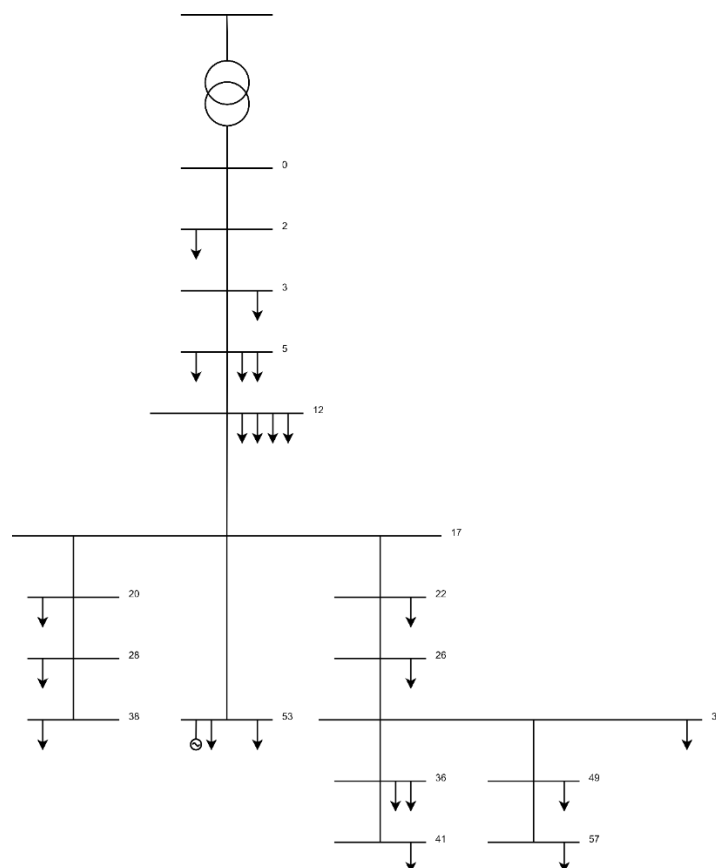


Figura 5-2 - Diagrama Unifilar do Caso de Estudo (Rede Adaúfe-Ferreiros)

A Tabela 5.1 mostra o número de cargas e as respectivas potências contratadas por cada nó, apesar de se desconhecer a fase a que está associada cada carga, e a respetiva potência instalada pela unidade de microprodução.

Tabela 5-1 - Carga nos nós e distribuição da potência por fases

| Carga | Nó/Bar | Clientes | Potência | Tipo | Distribuição |
|-------|--------|----------|----------|------------|--------------|
| L4 | 4 | 1 | 3,45 | Monofásico | 3,45 |
| L8 | | 1 | 6,9 | | 8,05 |
| L9 | 5 | 1 | 6,9 | Trifásico | 8,05 |
| L10 | | 1 | 10,35 | | 8,05 |
| L11A | | | | | 2,3 |
| L11B | 3 | 1 | 6,9 | Trifásico | 2,3 |
| L11C | | | | | 2,3 |
| L15 | | 1 | 6,9 | Monofásico | 6,9 |
| L16 | 12 | 1 | 10,35 | Trifásico | 8,05 |
| L18 | | 1 | 6,9 | Trifásico | 8,05 |
| L19 | | 1 | 6,9 | Trifásico | 8,05 |
| L24A | | | | | 2,3 |
| L24B | 20 | 1 | 6,9 | Trifásico | 2,3 |
| L24C | | | | | 2,3 |
| L27A | | | | | 4,6 |
| L27B | 22 | 1 | 13,8 | Trifásico | 4,6 |
| L27C | | | | | 4,6 |
| L33A | | | | | 3,45 |
| L33B | 28 | 1 | 10,35 | Trifásico | 3,45 |
| L33C | | | | | 3,45 |
| L37 | 30 | 1 | 6,9 | Monofásico | 6,9 |
| L42A | | | | | 2,3 |
| L42B | | 1 | 6,9 | Trifásico | 2,3 |
| L42C | 36 | | | | 2,3 |
| L43 | | 1 | 3,45 | Monofásico | 3,45 |
| L44A | | | | | 2,3 |
| L44B | 38 | 1 | 6,9 | Trifásico | 2,3 |
| L45C | | | | | 2,3 |
| L47 | 41 | 1 | 6,9 | Monofásico | 6,9 |
| L51 | 49 | 1 | 6,9 | Monofásico | 6,9 |

| | | | |
|------|----|------|-----------|
| L55A | | | 6,9 |
| L55A | 1 | 20,7 | 6,9 |
| L55A | | | 6,9 |
| L56A | 53 | | Trifásico |
| L56B | 1 | 6,9 | 2,3 |
| L56C | | | 2,3 |

Na prática as cargas não estão distribuídas igualmente nas três fases, ou seja, a rede está desequilibrada. Tal situação é devida à própria natureza das cargas, da própria alimentação destas, e também pelo facto da unidade de microprodução ser do tipo monofásico. A Tabela 5-1 mostra como ficaram distribuídas, por cada fase, as potências contratadas em cada nó, de modo a tornar a rede mais equilibrada possível. A potência instalada pela unidade de microprodução FV, e sabendo que a potência contratada no nó V17_53 é de 20,7 kVA, esta cumpre o limite máximo de injeção de potência pela unidade de microprodução, segundo [50]. O inversor utilizado pela unidade de microgeração é Kaco Powador 3500xi que tem as características especificadas em [51].

5.2.2 - Estudo dos perfis de tensão da rede de BT

Sabe-se que o operador da rede de distribuição, a EDP Distribuição, deve garantir o fornecimento de energia elétrica com valores de perfis de tensão dentro de limites estabelecidos por normas técnicas. Segundo a norma NP EN 50160 (versão portuguesa da norma Europeia EN 50160 de 1994) temos que as variações da tensão de alimentação em condições normais de exploração, não sendo consideradas situações referentes a defeitos ou a interrupções de alimentação. Ou seja, a norma indica quais os limites ou valores das características da tensão que todos os clientes têm de esperar no fornecimento de energia. Em resumo:

- Durante cada período de uma semana, 95% dos valores eficazes médios de 10 min devem situar-se na gama de $\pm 10\%$
- Todos os valores eficazes médios de 10min devem situar-se na gama de mais 10% da tensão nominal ou menos 15% da tensão nominal.

Para estes cenários é necessário referir que não é conhecido o perfil de consumo exato da rede e uma solução para a falta de dados passa pela consideração de um fator de simultaneidade (FS), tendo em conta a potência do transformador e o total de potência contratada nos clientes de BT, de modo a saber qual a utilização máxima das cargas existentes a jusante do transformador MT/BT. A definição de FS é a relação entre a demanda simultânea máxima de um conjunto ou determinado grupo de consumidores, e a soma das demandas máximas individuais, ocorridas mesmo intervalo de tempo especificado. O cálculo do FS para o presente trabalho foi:

$$FS = \frac{\text{Potencia de Ponta na Saída em BT}}{\text{Potencia de Carga Instalada}} \approx \frac{38,1 \text{ kW}}{162,15 \text{ kVA}} \cong 0,23 \text{ (5-1)}$$

A partir do diagrama a de carga e produção solar temos os valores percentuais típicos de carga nas horas de maior produção solar considerando uma rede de rural localizada em Braga, como temos na Figura:

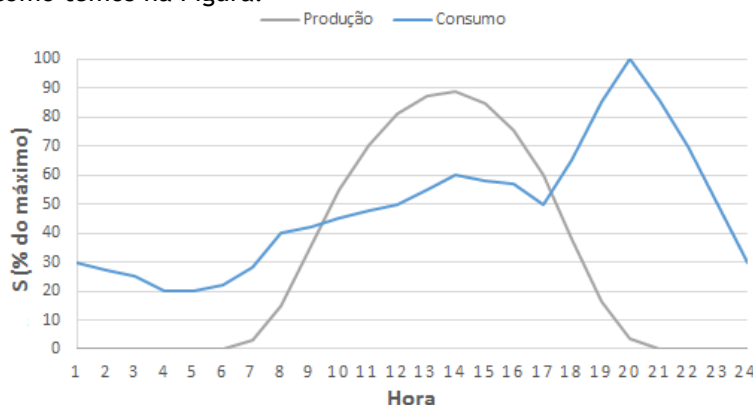


Figura 5-3 - Diagrama a de carga e produção solar típicos de uma rede rural

Com análise deste gráfico os valores de 30 %, 40 % e 50 %, foram multiplicados pelo FS definindo-se as percentagens 30% (0,069), 40% (0,092) e 50% (0,115) do valor de FS, calculado de forma a testar a rede nestas condições. Os parâmetros escolhidos para o fator de simultaneidade provem da análise dos gráficos de carga de uma rede rural e incidência de radiação solar. De realçar que, o resultado obtido trata-se de uma estimativa do fator de simultaneidade máximo, tendo em conta que no período de maior consumo se assume que o transformador funciona à capacidade nominal.

Com o intuito de efetuar uma análise dos perfis de tensão da rede de BT foi realizada uma campanha de medidas realizada em outubro de 2014. Estas medições foram feitas a partir de um equipamento de medida digital, utilizado pela EDP-Distribuição SA, designado por Fluke 1760 (*Power Quality Recorder*). Este registador de qualidade de energia trifásica é concebido para analisar sistemas de distribuição de energia elétrica em serviços públicos e instalações industriais em redes de média e baixa tensão, este monitor de qualidade de energia proporciona-lhe a flexibilidade para personalizar limites, algoritmos e seleções de medição. O Fluke 1760 capta todos os detalhes de parâmetros selecionados pelo utilizador monitorando e registrando as variações dos perfis de tensão medindo as variáveis nos intervalos de 10 min.



Figura 5-4 - Fluke 1760

Para fazer uma análise cuidadosa dos perfis de tensão na rede, foi necessário colocar dois aparelhos de medição em dois pontos específicos da rede: um no quadro geral de baixa tensão do posto de transformação e na instalação do cliente com a unidade de microprodução. Entretanto, por questões de logística as medições, não foram realizadas simultaneamente nem por longos períodos de tempo, como é indicado. Os resultados estão demonstrados nos [Anexo D](#).

Relacionando as horas de maior produção de energia elétrica na latitude do microprodutor, comparando com o digrama de cargas de uma rede tipicamente rural e sabendo que a tensão no transformador pode ser regulada para ± 6 V, é possível verificar valores de tensão próximos dos 236 V (1,03 p.u) e este valor será utilizado para ajustar a saída do posto de transformação de forma a ser mais fidedigna a realidade do caso de estudo.

5.2.3 - Determinação de cenários

Para a análise do comportamento da rede de BT com a introdução da microprodução e diferentes fatores de simultaneidade, é necessário determinar cenários de estudo. Há situações críticas na rede de distribuição rural de BT e para estes casos será simulado os perfis de tensão no caso de cargas reduzidas ou aumento das unidades de microprodução. As simulações iniciais baseiam-se no caso real que só existe um microprodutor na rede e é analisado para diferentes fatores de simultaneidade de carga. Nos estudos seguintes considerou-se a introdução de novas unidades de microprodução em pontos da rede indicados pela empresa como passíveis de ampliação.

Com o objetivo de abranger as situações mais extremas de funcionamento, como as quedas de tensão são mais elevadas (maior consumo) ou as subidas de tensão são mais elevadas (carga baixa e microprodução elevada), há a necessidade de definir região de funcionamento normal da rede. Na simulação considerou-se os seguintes aspetos ao nível de tempo e de inserção da microprodução: 1) Num primeiro intervalo de tempo (até 5 segundos de simulação),

a carga é constante e a microprodução está desligada. 2) Num segundo intervalo de tempo (após 5 segundos de simulação e até aos 10 segundos), a microprodução é ligada. Os cenários considerados são descritos brevemente a seguir:

Cenário A:

- FS=23% que corresponde a um perfil de cargas máximo;
- Um microprodutor no nó V17_53;
- Tempo <5s, que corresponde à ausência de a μP ;
- Tempo > 5s, que corresponde à potência máxima injetada pela μP ;
- Valor da tensão simples por fase representada em MT/BT igual a 1,03 p.u. (236 V);
- Fator de potência de $\cos \Phi = 0,93$ (definido pelo Dplan);
- Cenário A.1 com FS = 0,069 - corresponde FS=30% de FS máximo 23%;
- Cenário A.2 com FS = 0,092 - corresponde FS=40% de FS máximo 23%;
- Cenário A.3 com FS = 0,115 - corresponde FS=50% de FS máximo 23%;

Cenário B:

- FS=23% que corresponde a um perfil de cargas máximo;
- Quatro microprodutores no nó V17_53, V26_30, V30_36 e V36_41;
- Tempo <5s, que corresponde à ausência de a μP ;
- Tempo > 5s, que corresponde à potência máxima injetada pela μP ;
- Valor da tensão simples por fase representada em MT/BT igual a 1,03 p.u. (236 V);
- Fator de potência de $\cos \Phi = 0,93$ (definido pelo Dplan);
- Cenário A.1 com FS = 0,069 - corresponde FS=30% de FS máximo 23%;
- Cenário A.2 com FS = 0,092 - corresponde FS=40% de FS máximo 23%;
- Cenário A.3 com FS = 0,115 - corresponde FS=50% de FS máximo 23%;

Cenário C:

- FS=23% que corresponde a um perfil de cargas máximo;
- Sete microprodutores no nó V17_53, V26_30, V30_36, V36_41, V30_49, V28_38, V0_2;
- Tempo <5s, que corresponde à ausência de a μP ;
- Tempo > 5s, que corresponde à potência máxima injetada pela μP ;
- Valor da tensão simples por fase representada em MT/BT igual a 1,03 p.u. (236 V);
- Fator de potência de $\cos \Phi = 0,93$ (definido pelo Dplan);
- Cenário A.1 com FS = 0,069 - corresponde FS=30% de FS máximo 23%;
- Cenário A.2 com FS = 0,092 - corresponde FS=40% de FS máximo 23%;
- Cenário A.3 com FS = 0,115 - corresponde FS=50% de FS máximo 23%;

5.3 Análise e Resultados

Nesta secção serão mostrados os resultados dos perfis de tensão junto ao microprodutor obtidos após a simulação da rede do caso de estudo. Assim, tal como referido anteriormente, os cenários A, B e C são definidos de forma a verificar o comportamento dos perfis de tensão antes da integração da microprodução e posteriormente a introdução de produção dispersa.

5.3.1 - Cenário A

Os gráficos apresentados a seguir, Figuras 5.5-5.6, apresentam os resultados dos perfis de tensão relativamente ao cenário A. Para concretizar a simulação com fator de simultaneidade $FS=0,23$ isso foi necessário efetuar a análise para as três fases separadamente, já que o sistema é um sistema desequilibrado como já referido, e sendo assim, contém cargas monofásicas e trifásicas e a unidade de microprodução é monofásica.

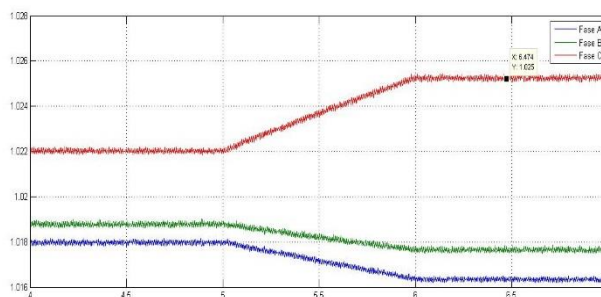


Figura 5-5 - Tensão na linha V0_2 correspondente a saída do transformador MT/BT com FS=0,23

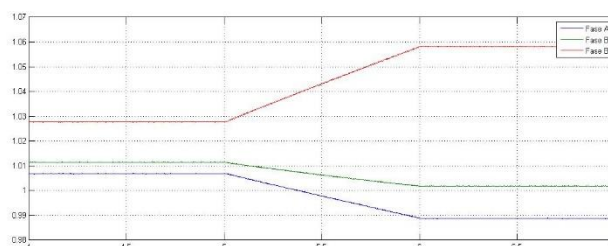


Figura 5-6 - Tensão no nó V17_53 (Microprodutor M1) com FS=0,23

Pelos gráficos verifica-se que, com ausência de microprodução, os valores eficazes das tensões simples nas fases A e B são praticamente iguais. Entretanto, com a ligação da microprodução, nota-se o aumento dos valores da tensão na fase C, sendo que neste último o seu valor chega a 1,056 p.u. Pela Figura 5-5 verifica-se que as tensões no V0_2 quase não sentem a presença da unidade de microprodução e também é pouco afetada pelas cargas, sendo uma zona forte pois está próxima do nó principal (transformador). A Figura 5-6 mostra o principal ponto de análise da rede o nó, o microprodutor M1, onde as tensões da fase A e B diminuem e a tensão da fase C aumenta, fase esta que está inserida a produção, sendo este aumento dos perfis de tensão incidido nesta fase visto que houve um aumento de injeção local de potência ativa, pois é onde a microprodução se encontra instalada. Analisando o nó correspondente ao microprodutor, onde ele injeta na rede de distribuição podemos verificar que para a fase C existe um maior aumento de tensão referente à condição inicial, por existir potência de microprodução. Também é observado o aparecimento na rede a jusante de uma unidade de microprodução contribui para um maior equilíbrio entre os níveis de tensão das fases. Os valores de tensão mais baixos nas fases A e B são explicados pela corrente no neutro devido ao sistema ser desequilibrado (corrente de neutro diferente de zero) pois esta situação provoca o aparecimento de tensão no neutro. O efeito da microprodução nas fases A e B começa a ser visível, tal como apresenta as Figuras 5-5-5.6, verificando-se uma diminuição da tensão em ambas as fases, consequência do desequilíbrio de tensões provocado pela microprodução, pelo que na

fase B a queda de tensão é menor que A pois esta última tem um maior consumo, tal como se constatou na ausência de microprodução, portanto a queda de tensão é maior e como a tensão é medida entre a fase e o neutro esta passa a ser menor. A fase C demonstra a existência de unidades de microprodução, ligados a jusante faz com que o valor da tensão aumente. O gráfico da Figura 5-7 faz uma análise mais abrangente da evolução dos perfis de tensão sem e com microprodução e os valores podem ser vistos no Anexo B.

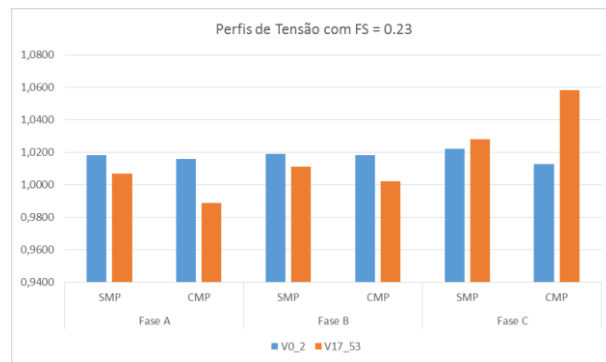


Figura 5-7 - Perfis de Tensão com FS=0,23 (SMP=sem microprodução e CMP=com microprodução)

O Cenário A.1 corresponde ao microprodutor com FS=0,069 (30% do FS calculado) e pode ser observado nas Figuras 5-8 e 5-9:

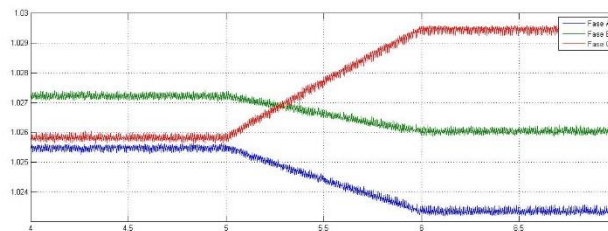


Figura 5-8 - Tensão na linha V0_2 correspondente a saída do transformador MT/BT com FS=0,069

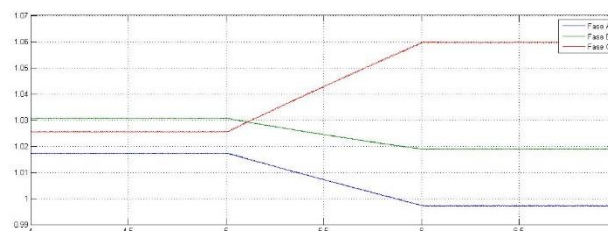


Figura 5-9 - Tensão no nó V17_53 (Microprodutor M1) com FS=0,069

Neste caso a tensão no microprodutor atinge valor de 1,06 p.u, correspondendo a um aumento referente ao anterior analisado com FS=0,23. O gráfico 5-10 ilustra a os perfis de tensão:

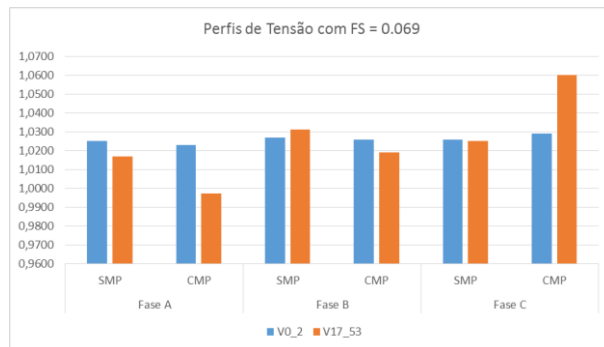


Figura 5-10 - Perfis de Tensão com FS=0,069 (SMP=sem microprodução e CMP=com microprodução)

O Cenário A.2 corresponde ao microprodutor com FS=0,092 (40% do FS calculado) e pode ser observado nas Figuras 5-11 e 5-12:

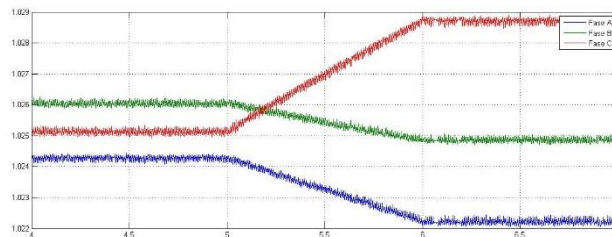


Figura 5-11 - Tensão na linha V0_2 correspondente a saída do transformador MT/BT com FS=0,092

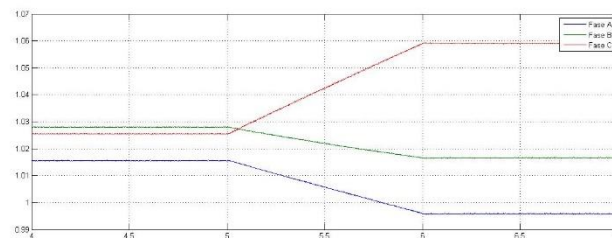


Figura 5-12 - Tensão no nó V17_53 (Microprodutor M1) com FS=0,092

Neste caso a tensão no microprodutor atinge valor de 1,06 p.u, correspondendo a um ligeiro aumento referente ao FS=0,23 e ao FS=0,069. O gráfico 5-13 ilustra a os perfis de tensão:

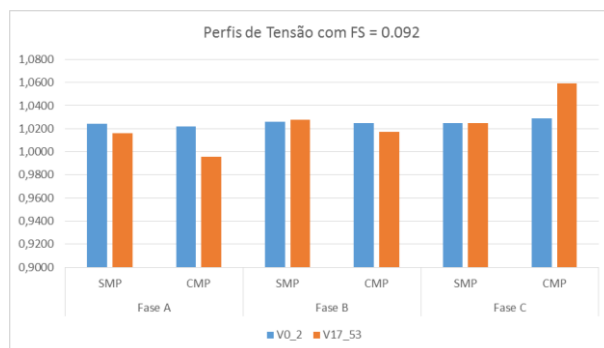


Figura 5-13 - Perfis de Tensão com FS=0,092 (SMP=sem microprodução e CMP=com microprodução)

O Cenário A.3 corresponde ao microprodutor com FS=0,115 (50% do FS calculado) e pode ser observado nas Figuras 5-14 e 5-15:

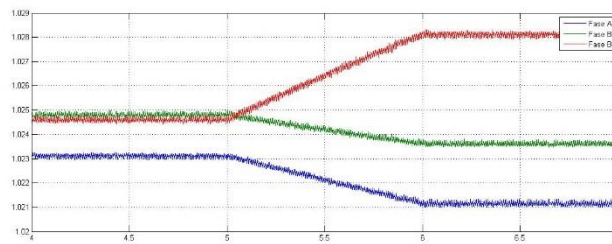


Figura 5-14 - Tensão na linha V0_2 correspondente a saída do transformador MT/BT com FS=0,115

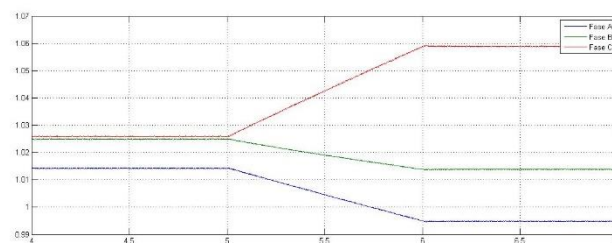


Figura 5-15 - Tensão no nó V17_53 com FS=0,115

Neste caso a tensão no microprodutor atinge valor de 1,06 p.u, correspondendo a um aumento referente ao FS=0,23. O gráfico da Figura 5-16 ilustra a os perfis de tensão:

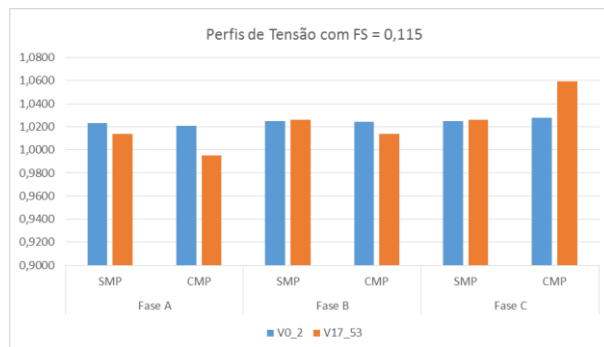


Figura 5-16 - Perfis de Tensão com FS=0,115 (SMP=sem microprodução e CMP=com microprodução)

No caso da rede com um microprodutor, conclui-se que o impacto do fator de simultaneidade não é muito relevante para os perfis de tensão apesar do microprodutor estar em fim de linha e não possuir cargas a montante.

5.3.1 - Cenário B

A rede apresenta a possibilidade ligação de novas unidades de microprodução em determinados pontos da rede. Para o estudo da ampliação da capacidade técnica foi feita a simulação e comparação do funcionamento da rede em situações extremas. Os pontos detetados como possíveis ligações de microprodutores possuem carga trifásica ou monofásica. Para além do nó V17_53, o produtor já existente na rede, simulou-se a introdução de microprodutores nos nós V26_30, V36_41 e V30_36, correspondentes as cargas L37, L42 e L47. As potências das unidades de microprodução introduzidas foram de 3,68KW, proveniente de fonte solar, similar a real existente na rede. As medidas correspondentes ao Posto de Transformação foram analisadas de forma a considerar os reais perfis de tensão existentes na rede. As simulações foram realizadas para os nós indicados acima (V26_30, V36_41 e V30_36 e V17_53) considerando diferentes fatores de simultaneidade de cargas:

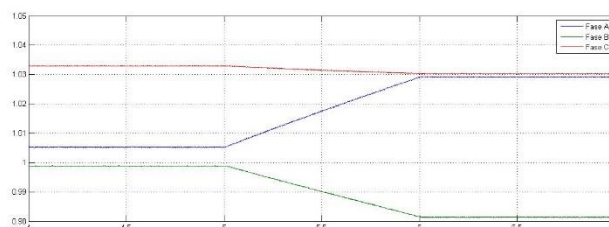


Figura 5-17 - Tensão no microprodutor M0 (V17_53) com FS=0,23

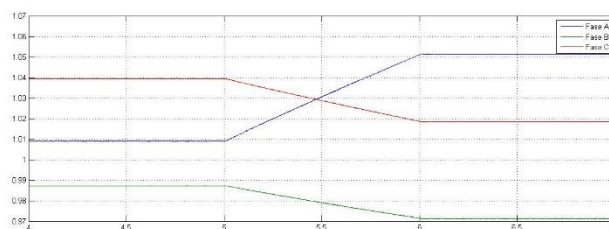


Figura 5-18 - Tensão no microprodutor M1 (V26_30) com FS=0,23

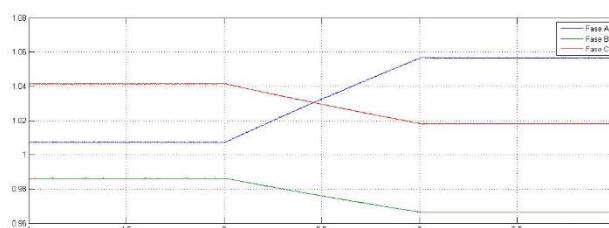


Figura 5-19 - Tensão no microprodutor M2 (V30_36) com FS=0,23

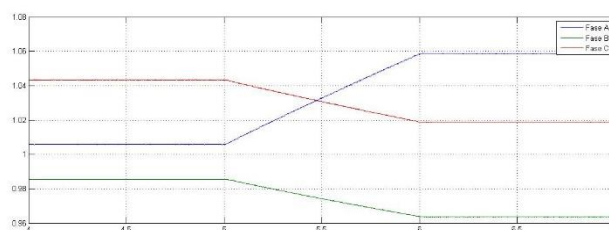


Figura 5-20 - Tensão no microprodutor M3 (V36_41) com FS=0,23

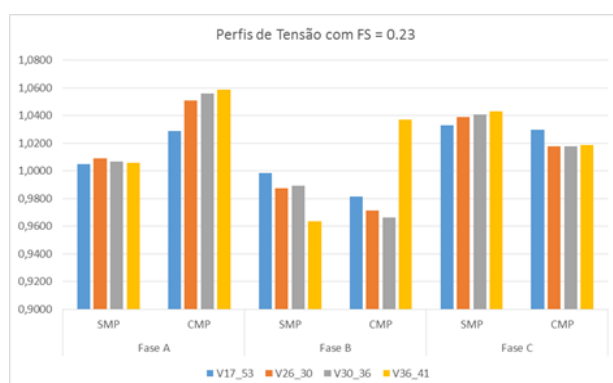


Figura 5-21 - Perfis de Tensão com FS=0,23 (SMP=sem microprodução e CMP=com microprodução)

Nota-se que para FS=0,23, a fase A é mais afetada com aumentos consideráveis de perfis de tensão, principalmente no nó V36_41 (M3) que é um ponto extremo da rede, com maior distância do transformador. Neste ponto a fase A atinge valores de 1,06 p.u. Mesmo na fase B, o nó V36_41 (M3) é bastante afetado chegando a tensão de 1,04 p.u. A fase C sofre um decréscimo no perfil das tensões. O valor de tensão mais baixo pode ser explicado pela corrente no neutro devido ao sistema ser desequilibrado (corrente de neutro diferente de zero). Esta situação provoca aparecimento de tensão no neutro. Como a tensão é medida entre a fase e o neutro esta passa a ser menor. A fase A demonstra mais o impacto da existência de unidades de microprodução, ligados a jusante faz com que o valor das tensões aumente.

Como o fator de simultaneidade é maior então existe um perfil de cargas na rede mais elevado, sendo que neste caso há um maior consumo por parte destas. Estes valores de tensão são menores relativamente aos cenários com fator de simultaneidade menor, como veremos nos cenários a seguir. A fase B e C estão mais carregadas, provocando uma diminuição da tensão, expeto no nó do V36_41 (M3).

O Cenário B.1 corresponde ao microprodutor com FS=0,069 (30% do FS calculado) e pode ser observado nas Figuras 5-22, 5-23, 5-24 e 5-25:

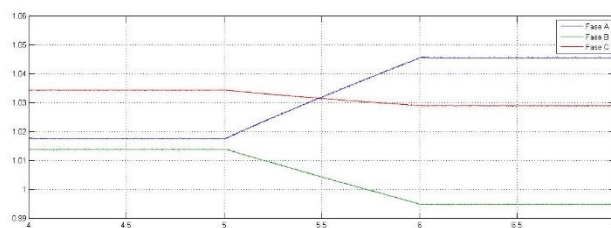


Figura 5-22 - Tensão no microprodutor M0 (V17_53) com FS=0,069

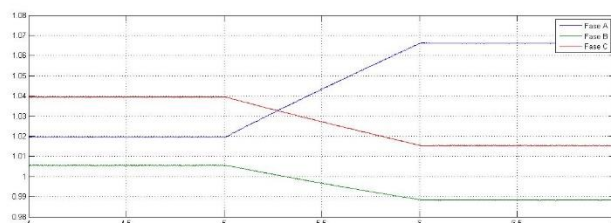


Figura 5-23 - Tensão no microprodutor M1 (V26_30) com FS=0,069

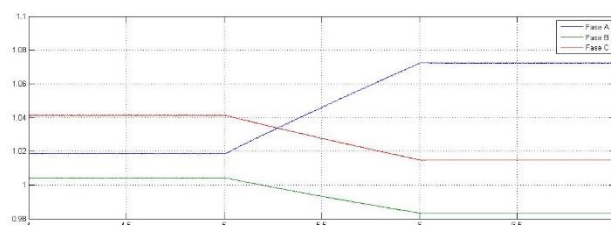


Figura 5-24 - Tensão no microprodutor M2 (V30_36) com FS=0,069

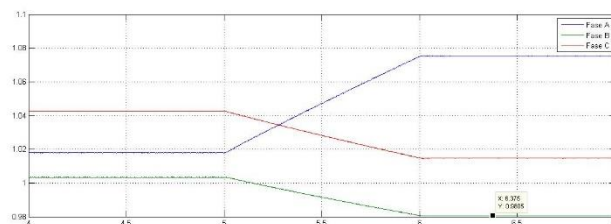


Figura 5-25 - Tensão no microprodutor M3 (V36_41) com FS=0,069

Retirando os dados dos gráficos dos perfis de tensão em cada microprodutor temos, para cada fase, os seguintes valores referenciados no gráfico:

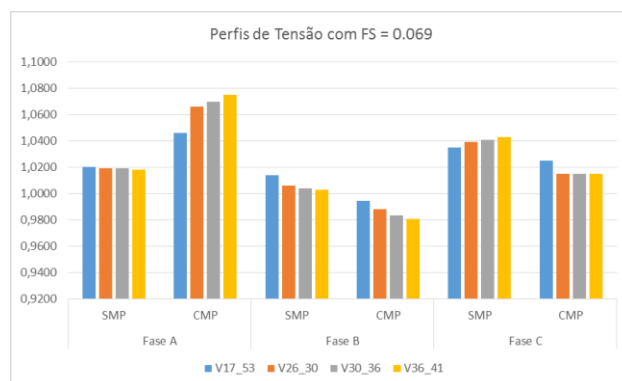


Figura 5-26 - Perfis de Tensão com FS=0,069 (SMP=sem microprodução e CMP=com microprodução)

Neste caso, com a diminuição do fator de simultaneidade, nota-se o aumento mais relevante da tensão na fase A, chegando a valores de 1,07 p.u. As fases B e C continuam com tensões menores a partir da integração da microprodução.

O **Cenário B.2** corresponde ao microprodutor com $FS=0,092$ (40% do FS calculado) e pode ser observado nas Figuras 5-27, 5-28, 5-29 e 5-30:

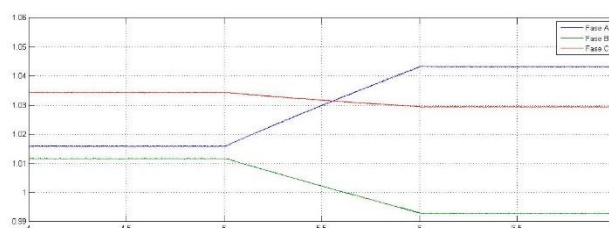


Figura 5-27 - Tensão no microprodutor M1 (V17_53) com $FS=0.092$

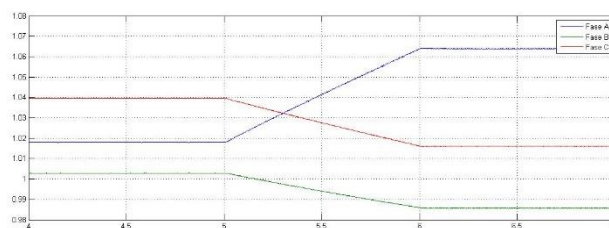


Figura 5-28 - Tensão no microprodutor M2 (V26_30) com $FS=0.092$

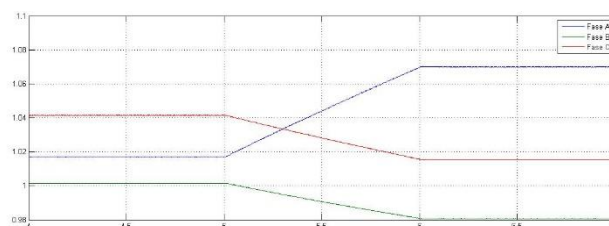


Figura 5-29 - Tensão no microprodutor (V30_36) com $FS=0.092$

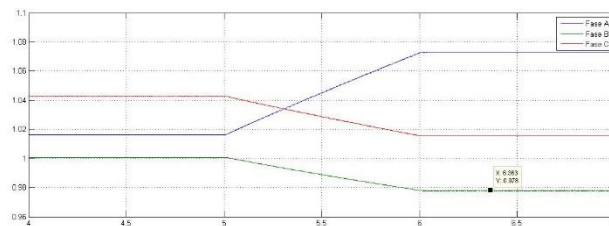


Figura 5-30 - Tensão no microprodutor (V36_41) com FS=0,092

Retirando os dados dos gráficos dos perfis de tensão em cada microprodutor temos, para cada fase, os seguintes valores referenciados no gráfico:

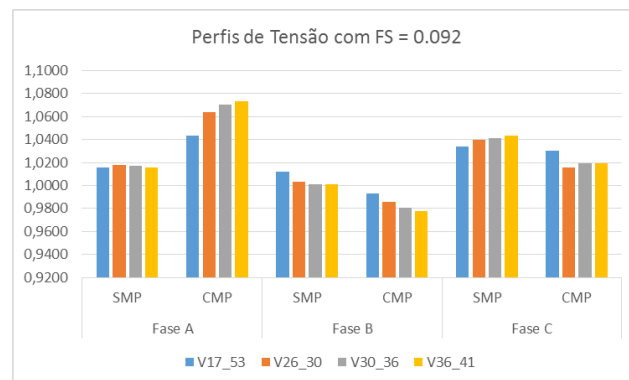


Figura 5-31 - Perfis de Tensão com FS=0,092 (SMP=sem microprodução e CMP=com microprodução)

O Cenário B.3 corresponde ao microprodutor com FS=0,115 (50% do FS calculado) e pode ser observado nas Figuras 5-32, 5-33, 5-34 e 5-35:

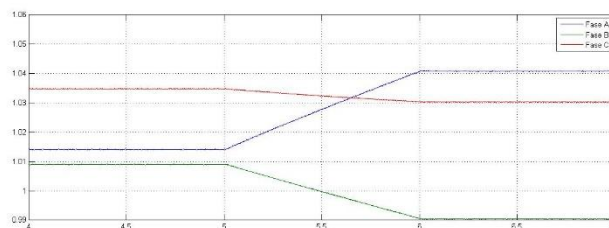


Figura 5-32 - Tensão no microprodutor M1 (V17_53) com FS=0,115

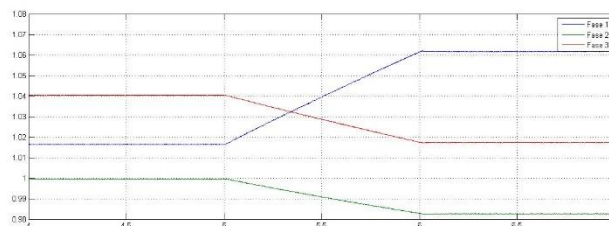


Figura 5-33 - Tensão no microprodutor M2 (V26_30) com FS=0,115

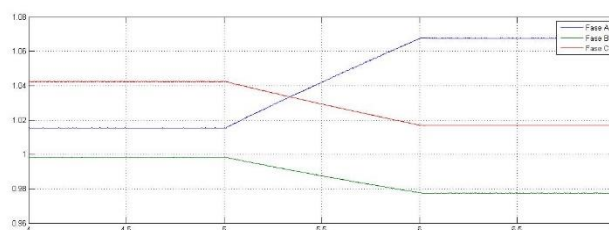


Figura 5-34 - Tensão no microprodutor M3 (V30_36) com FS=0,115

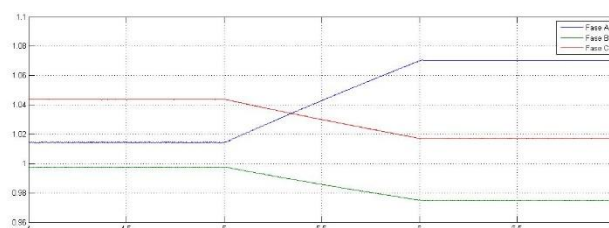


Figura 5-35 - Tensão no microprodutor M4 (V36_41) com FS=0,115

Retirando os dados dos gráficos dos perfis de tensão em cada microprodutor temos, para cada fase, os seguintes valores referenciados no gráfico da Figura 5-36:

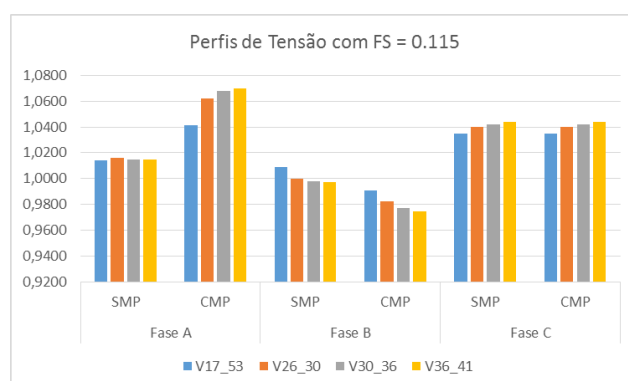


Figura 5-36 - Perfis de Tensão com FS=0,115 (SMP=sem microprodução e CMP=com microprodução)

Neste caso como é menor o consumo, temos o aumento dos perfis de tensão na fase A e também na fase C, comparada com FS=0,092, visto que temos um FS menor e sendo assim menor consumo na fase.

5.3.3 - Cenário C

Foi inserida na rede de teste três unidades de microprodução com o objetivo do estudo da ampliação da capacidade técnica. Os pontos detetados como possíveis ligações de microprodutores, para além dos que já foram inseridos, são V0_2, V28_38, V30_49 correspondentes aos pontos de cargas L37, L42 e L47. As potências das unidades de microprodução introduzidas foram de 3,68KW, proveniente de fonte solar, similar a real existente na rede. As simulações foram realizadas para os nós indicados acima (V26_30, V36_41

e V30_36, V17_53, V0_2, V28_38, V30_49) considerando diferentes fatores de simultaneidade de cargas

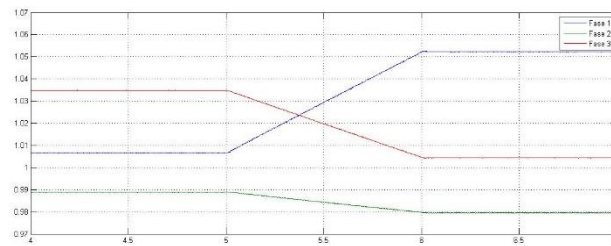


Figura 5-37 - Tensão no microprodutor M0 (V17_53) com FS=0,23

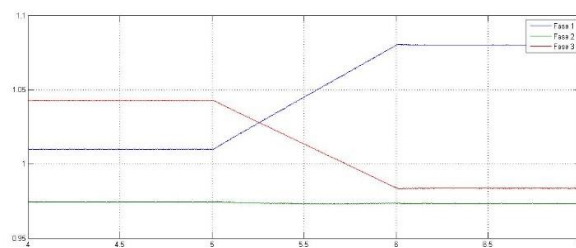


Figura 5-38 - Tensão no microprodutor M1 (V36_41) com FS=0,23

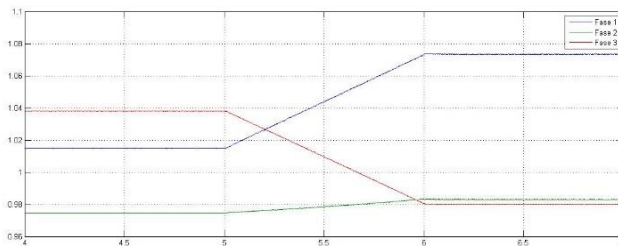


Figura 5-39 - Tensão no microprodutor M2 (V30_49) com FS=0,23

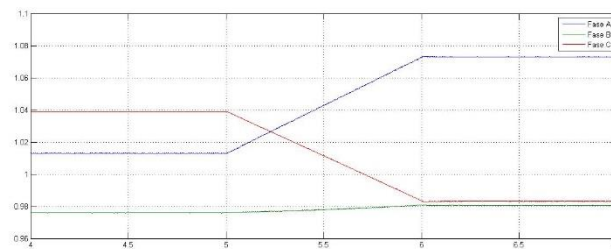


Figura 5-40 - Tensão no microprodutor M3 (V26_30) com FS=0,23

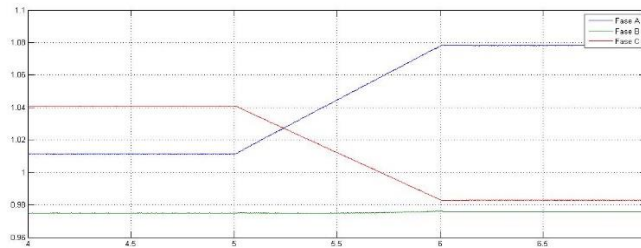


Figura 5-41 - Tensão no microprodutor M4 (V30_36) com FS=0,23

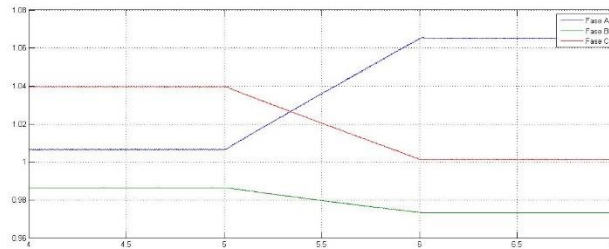


Figura 5-42 - Tensão no microprodutor M5 (V28_38) com FS=0,23

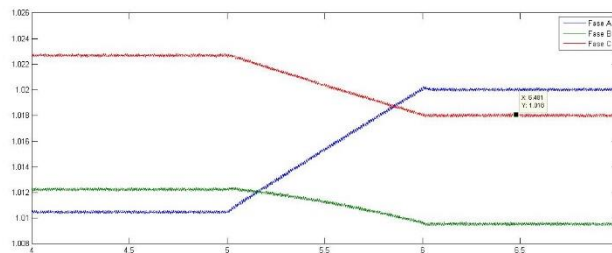


Figura 5-43 - Tensão no microprodutor M6 (V0_2) com FS=0,23

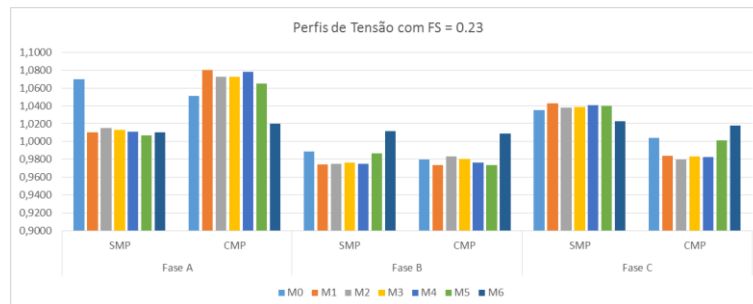


Figura 5-44 - Perfis de Tensão com FS=0,23 (SMP=sem microprodução e CMP=com microprodução)

Com o fator de simultaneidade maior, temos um aumento do consumo. Portanto, na ausência de microprodução, verifica-se uma uniformidade dos valores eficazes das tensões simples nas três fases, porém estes valores de tensão são menores relativamente ao cenário com fatores de simultaneidade menor. Verifica-se também que a fase C encontra-se um pouco mais carregada, visto que as quedas de tensão são maiores nessa fase. Consequentemente, com a ligação da microprodução os valores eficazes das tensões simples nas fases C diminuiram. Na fase C algumas tensões chegaram a mesmo a baixar e ficaram relativamente próximas do limite inferior (0,92 p.u.), mais uma vez, consequência do desequilíbrio de tensões provocado pela microprodução.

O Cenário C.1 corresponde aos microprodutores com $FS=0,069$ e pode ser observado nas Figuras 5-45, 5-46, 5-47, 5-48, 5-49, 5-50 e 5-51.

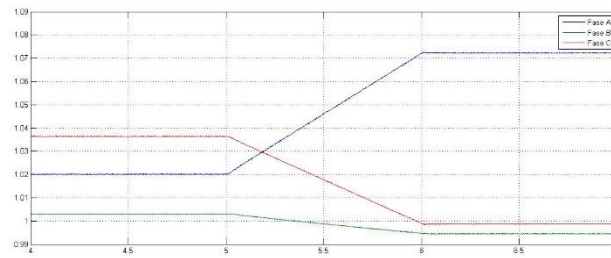


Figura 5-45 - Tensão no microprodutor M0 (V17_53) com $FS=0,069$

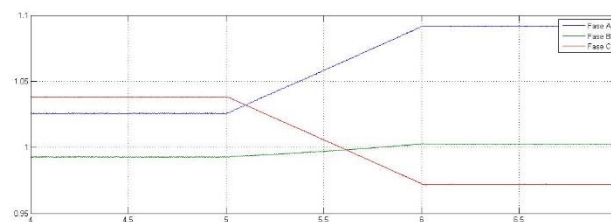


Figura 5-46 - Tensão no microprodutor M1 (V36_41) com $FS=0,069$

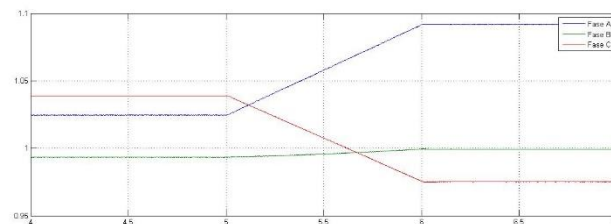


Figura 5-47 - Tensão no microprodutor M2 (V30_49) com $FS=0,069$

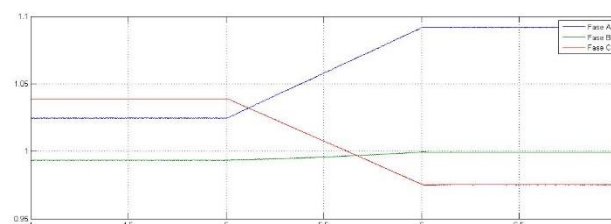


Figura 5-48 - Tensão no microprodutor M3 (V26_30) com $FS=0,069$

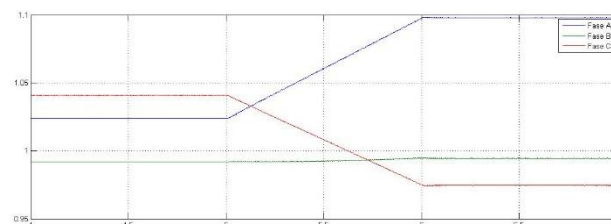


Figura 5-49 - Tensão no microprodutor M4 (V30_36) com $FS=0,069$

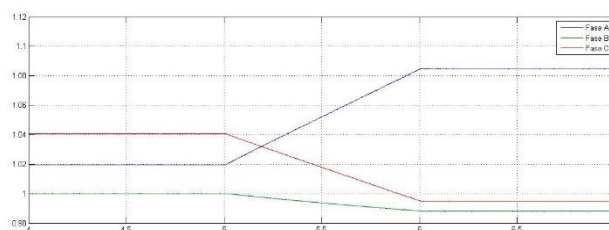


Figura 5-50 - Tensão no microprodutor M5 (V28_38) com FS=0,069

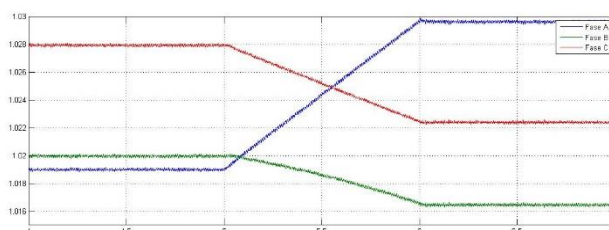


Figura 5-51 - Tensão no microprodutor M6 (V0_2) com FS=0,069

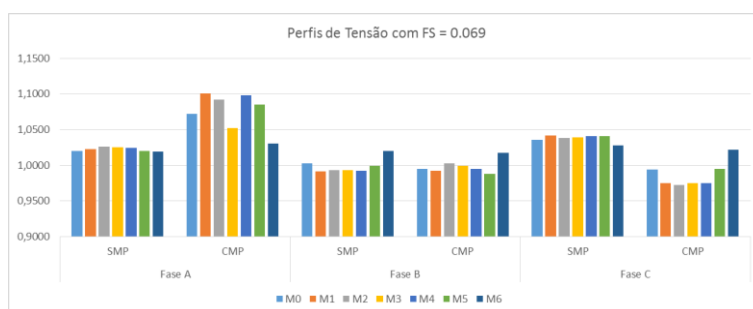


Figura 5-52 - Perfis de Tensão com FS=0,069 (SMP=sem microprodução e CMP=com microprodução)

Observa-se no Cenário C.1 um aumento significativo dos perfis de tensão na fase A com a diminuição do fator de simultaneidade pelas razões já referidas. A fase B mantém as tensões praticamente constantes com a inserção da microprodução e a fase C há uma ligeira diminuição.

O Cenário C.2 corresponde aos microprodutores com FS=0,092 e pode ser observado nas Figuras 5-53, 5-54, 5-55, 5-56, 5-57, 5-58 e 5-59.

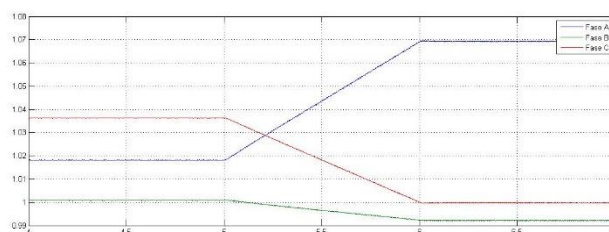


Figura 5-53 - Tensão no microprodutor M0 (V17_53) com FS=0,092

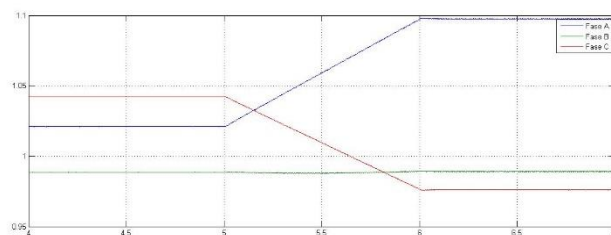


Figura 5-54 - Tensão no microprodutor M1 (V36_41) com FS=0,092

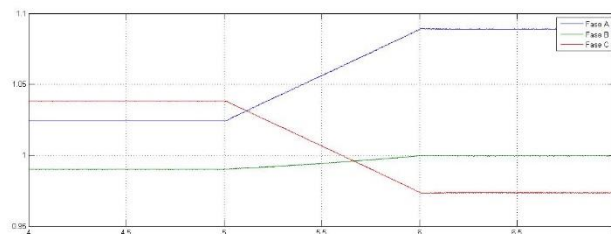


Figura 5-55 - Tensão no microprodutor M2 (V30_49) com FS=0,092

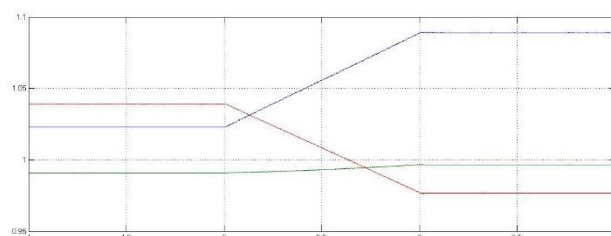


Figura 5-56 - Tensão no microprodutor M3 (V26_30) com FS=0,092

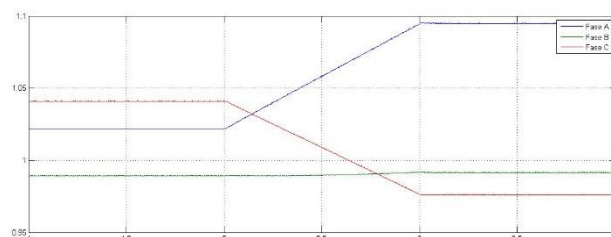


Figura 5-57 - Tensão no microprodutor M4 (V30_36) com FS=0,092

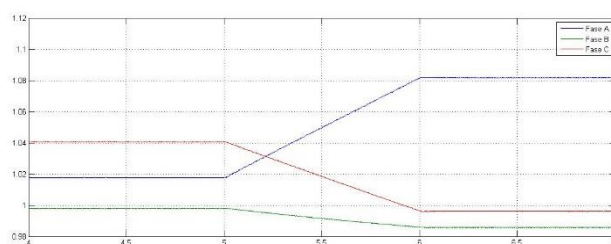


Figura 5-58 - Tensão no microprodutor M5 (V28_38) com FS=0,092

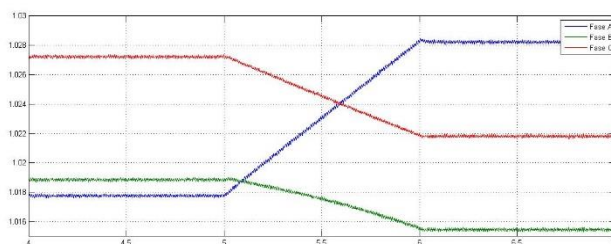


Figura 5-59 - Tensão no microprodutor M6 (V0_2) com FS=0,092

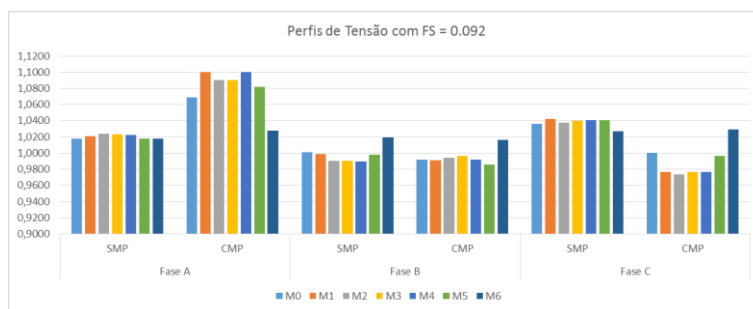


Figura 5-60 - Perfis de Tensão com FS=0,092 (SMP=sem microprodução e CMP=com microprodução)

O Cenário C.3 corresponde aos microprodutores com FS=0,115 e pode ser observado nas Figuras 5-61, 5-62, 5-63, 5-64, 5-65, 5-66 e 5-67.

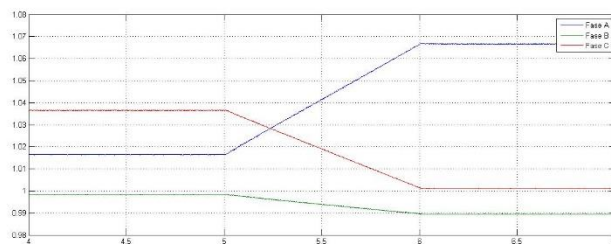


Figura 5-61 - Tensão no microprodutor M0 (V17_53) com FS=0,115

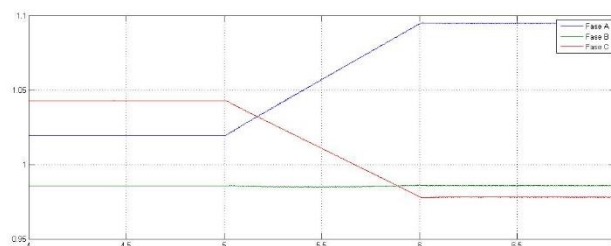


Figura 5-62 - Tensão no microprodutor M1 (V36_41) com FS=0,115

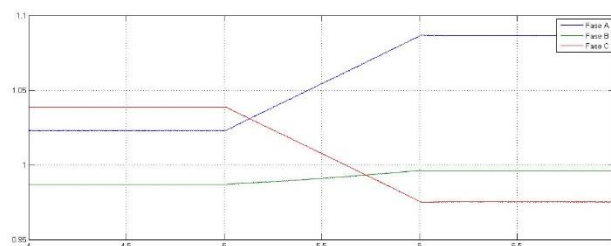


Figura 5-63 - Tensão no microprodutor M2 (V30_49) com FS=0,115

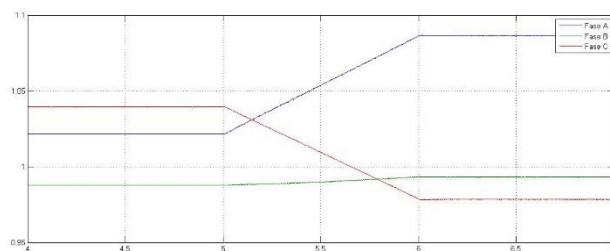


Figura 5-64 - Tensão no microprodutor M3 (V26_30) com FS=0,115

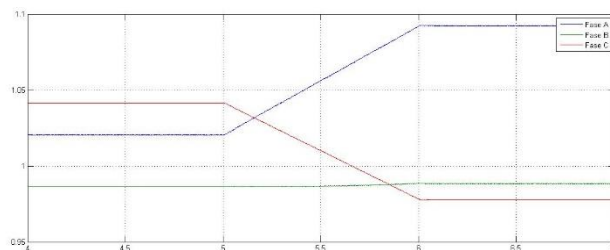


Figura 5-65 - Tensão no microprodutor M4 (V30_36) com FS=0,115

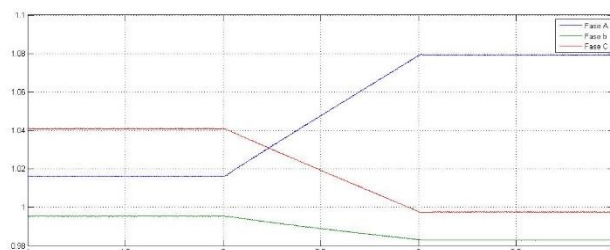


Figura 5-66 - Tensão no microprodutor M5 (V28_38) com FS=0,115

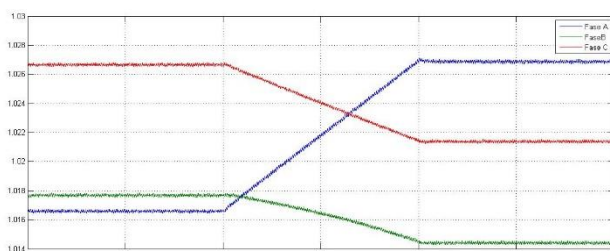


Figura 5-67 - Tensão no microprodutor M6 (V0_2) com FS=0,115

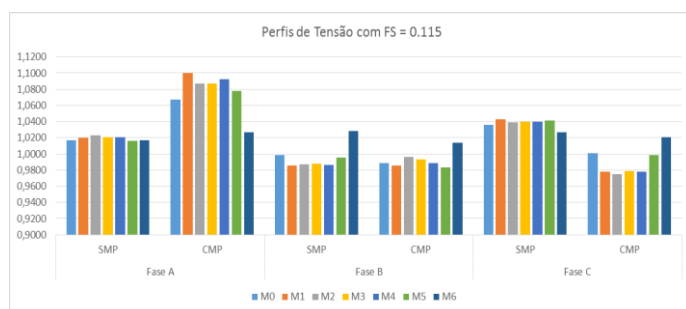


Figura 5-68 - Perfis de Tensão com FS=0,115 (SMP=sem microprodução e CMP=com microprodução)

No cenário C.3 atingiu um nível mais elevado de perfis de tensão na fase A, como era esperado, visto que é a fase com mais microprodutores. Sendo o fator de simultaneidade menor, o consumo também menor e se verifica quedas nos perfis de tensão da fase B e fase C.

5.4 Análise de possíveis soluções para melhoria dos perfis de tensão da rede de BT

De forma a integrar a microgeração nas redes de distribuição é necessário otimizar das condições operacionais de maximizar a quantidade de unidades de produção distribuída que se podem instalar nas redes sem causar dano ao sistema.

Foi no âmbito de solucionar e ultrapassar estas dificuldades que surgiu o conceito de Rede Inteligente (RI) e este deve ser utilizado de forma a organizar das redes prevendo uma infraestrutura de comunicação e controlo sem precedentes [42].

As estratégias de controlo devem ser investigadas e desenvolvidas diferentes de forma a permitir a integração bem-sucedida e em massa de microgeração nas redes de distribuição. Portanto os impactos nos perfis de tensão observados nas simulações e nas medições devido a introdução da microprodução levam à procura de possíveis soluções a serem implementadas a médio e longo prazo de forma a controlar a rede e minimizar os problemas da rede de distribuição. Para testar possíveis esboços de soluções, foi considerado o pior caso: com sete microprodutores e fator de simultaneidade 0,115, conforme descrito no Cenário C.3 do caso de estudo.

5.4.1 - Transformador com Tomadas na Média Tensão (OLTC)

Como já referido, o transformador comutador em carga, também conhecido como comutador, comutador de derivação em carga (CDC) ou OLTC é um equipamento utilizado para variar a relação de transformação sem que seja necessário o desligamento das cargas. Esta solicitação de alteração de tomadas pode ser elétrica e feita remotamente através de UTR - Unidades Terminais Remotas através de um comando local ou automático, e até mesmo de forma manual através de um botão. Portanto as derivações permitem obtenção de tensões nominais dentro dos limites estabelecidos por normas ou pelo melhor funcionamento da rede. Considerando o princípio das redes inteligentes, considera-se ajustes automáticos como a melhor solução a médio e longo prazo.

O OLTC pode ser inserido na rede de distribuição de modo a minimizar o efeito da integração de produção dispersa. Um exemplo típico de possibilidade de controlo hierárquico, suportado por um sistema de comunicações a instalar para o efeito, é o de operação de uma Micro-Rede. Através de um sistema de comunicações entre o DMS e o MGCC é possível ter

conhecimento dos parâmetros a alterar. A gestão técnica e económica da Microrede é efetuada de forma centralizada pelo de MGCC, a instalar no posto de transformação de onde deriva a Microrede,

Através de algoritmos de otimização e possibilidade de atuação nas tomadas de transformadores pode exercer-se um controlo efetivo dos perfis de tensão, ajuste de frequência, entre outros. Para o controlo dos perfis de tensão, o DTC (*Distribution Transformer Controlers*), comandado pelo MGCC, recebe os valores de tensão das *Energy Boxes* e, com análise otimizada destes valores, ajusta a tomada do OLTC. Sendo assim, assenta numa arquitetura técnica composta pelos seguintes elementos: (1) equipamentos de contagem, monitorização e gestão de energia designados *Energy Box* (EB), que são instalados junto dos clientes BT; (2) equipamentos de automação e monitorização designados DTC (*Distribution Transformer Controlers*), que são instalados nos postos de transformação; (3) sistemas de informação que integram e processam a informação recolhida; (4) uma rede de telecomunicações que suporta a integração da infraestrutura e se estende desde a casa dos clientes até aos centros de controlo e gestão onde estão instalados os sistemas de informação. [37] A interação destes equipamentos é esboçada na Figura 5-69 abaixo:

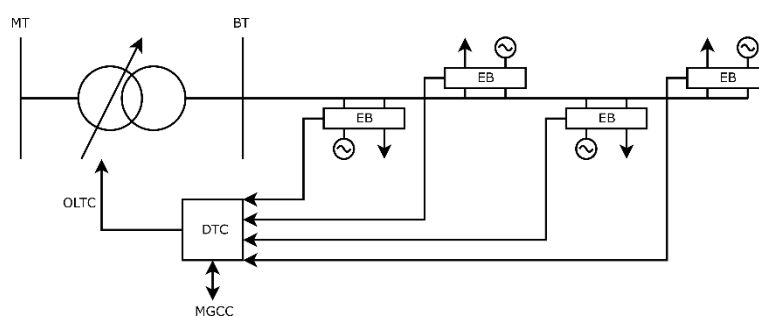


Figura 5-69 - Transformador com tomadas na MT/BT

Conforme referido anteriormente, para a simulação foi considerada o pior caso, com fator de simultaneidade de 0,115 e sete microprodutores inseridos na rede (Cenário C.3). O protótipo utilizado na simulação em MatLab®/Simulink® vê-se na Figura 5-70:

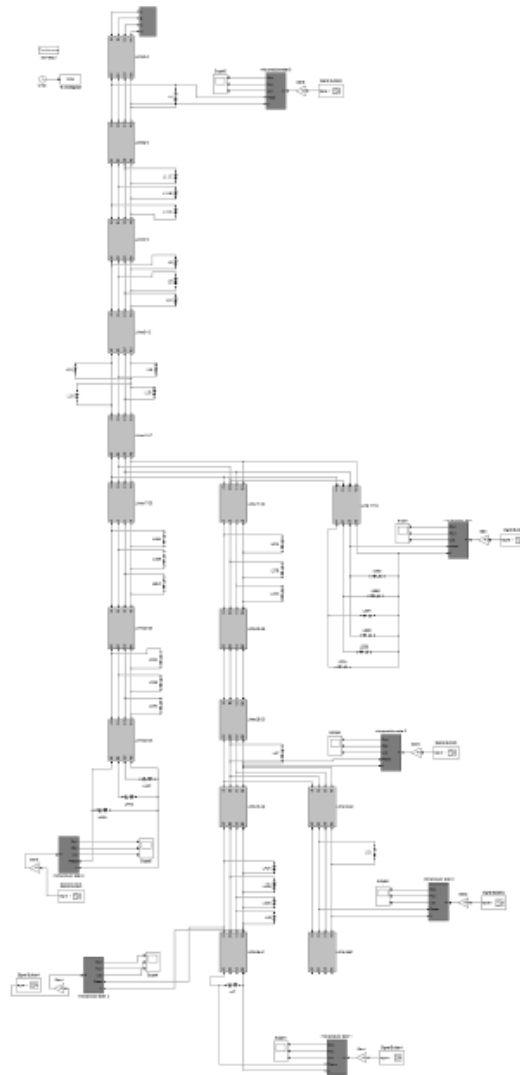


Figura 5-70 - Simulação da Rede de Baixa Tensão com sete microprodutores e FS=0,115

Do ponto de vista de simulação não foi possível encontrar no Simulink® uma biblioteca de um transformador OLTC para rede de distribuição. Encontrou-se apenas para rede de transmissão não disponibilizando o neutro, o que inviabiliza a utilização neste caso de estudo, visto que a rede é desequilibrada. Para simular diferentes tomadas de tensão foi alterado o valor correspondente a tensão simples por fase. De salientar que, ao nível do transformador de distribuição, o valor da tensão simples por fase representada em MT/BT foi definido para 1,03 p.u. (237 V), recorrendo a análise das medições no Posto de Transformação, como verifica-se:

$$V(pu) = \frac{237 V}{230 V} \cong 1,03pu \quad (5-2)$$

Os valores serão alterados no modelo de simulação na opção Amplitude, conforme as boxes indicadas na Figura 5-71:

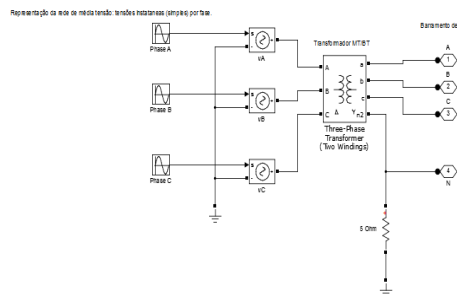
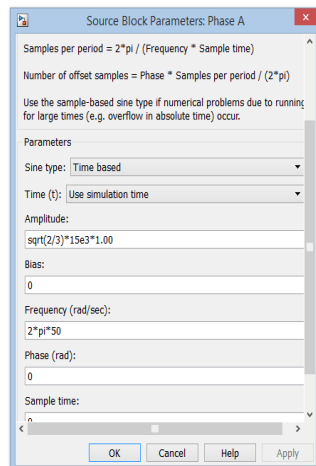


Figura 5-71 - Alteração da Tomada do Transformador no Modelo de Simulação para 1,00

Posteriormente a esta alteração, a rede foi novamente simulada de forma a obter os valores dos perfis de tensão em cada fase, para os valores 1,00 e 1,01 respectivamente, antes da entrada da microprodução ($t < 5s$) e com a entrada da microprodução ($t < 5s$) conforme gráfico da Figura 5-72 e 5-73:

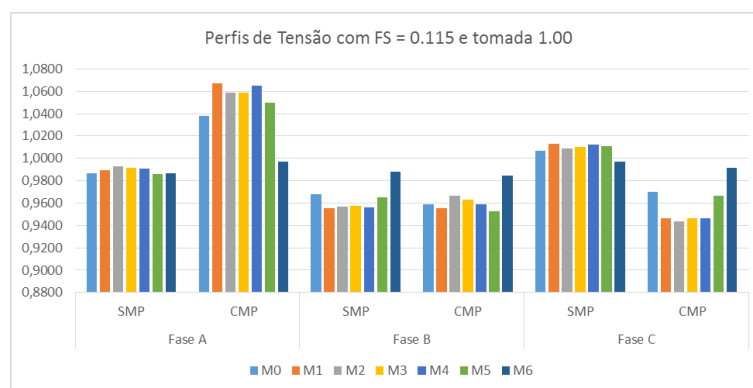


Figura 5-72 - Novos perfis de tensão para tensão simples em 1,00pu

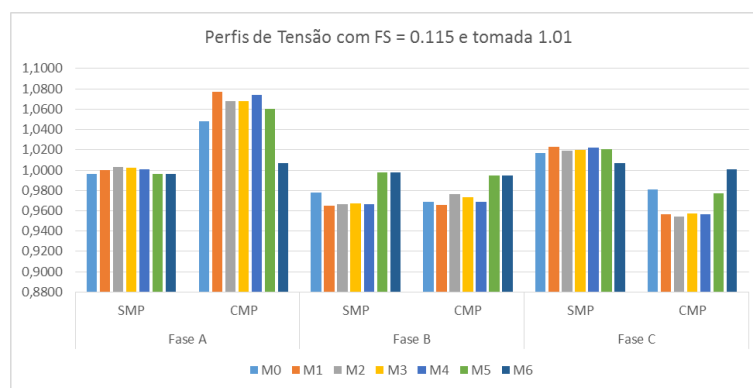


Figura 5-73 - Novos perfis de tensão para tensão simples em 1,01pu

Na Figura 5-74 e 5-75 abaixo nota-se uma evidente da diminuição dos perfis de tensão em relação ao modelo utilizando 1,03 p.u em comparação aos valores apresentados na Figura

5-68 (Cenário C.3). O sistema de controlo de perfis de tensão é eficiente reduzindo a tensão de fase:

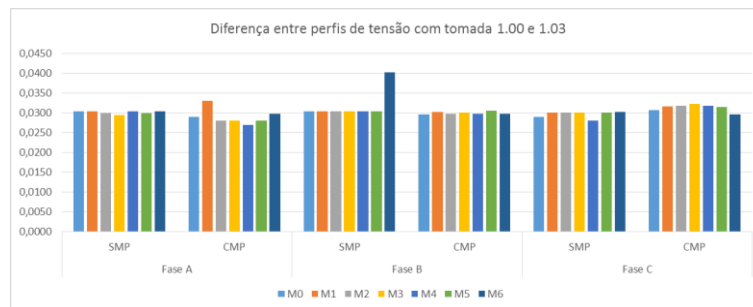


Figura 5-74 - Relação de decréscimo nos perfis de tensão subtraindo os valores com 1,03 dos obtidos com 1,00

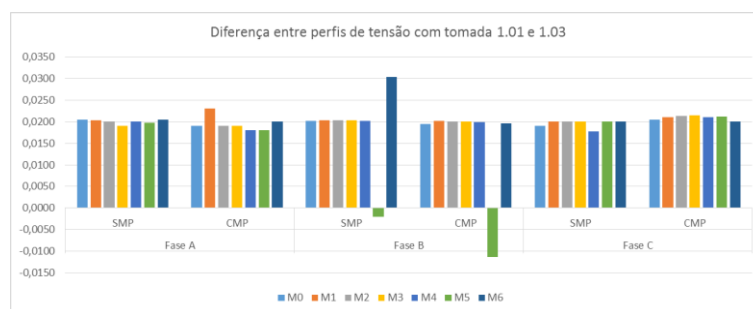


Figura 5-75 - Relação de decréscimo nos perfis de tensão subtraindo os valores com 1,03 dos obtidos com 1,01

Um possível pseudo-código (em Linguagem C) simplificado para definir regras de atuação na OLTC em função das medidas nas EB é exemplificado:

```
const float limiteInferior = 0.92;
const float limiteSuperior = 1.08;
global float v = 230;
void verificarVoltagens()
{
    int alarmMin;
    int alarmMax;

    alarmMin = alarmMax = 0;

    if(a < limiteInferior || b < limiteInferior || c < limiteInferior)
        alarmMin = 1;

    if(a > limiteSuperior || b > limiteSuperior || c > limiteSuperior)
        alarmMax = 1;
```



```
if(alarmMax)
    v--;
else if (alarmMin)
    v++;
}
```

5.4.2 - Controlo da Potência Ativa

A implementação de um modelo de controlo local *droop* seguiu o princípio de funcionamento e parametrização abordados na secção 2.4. O princípio de funcionamento em cada unidade de microgeração consiste num corte de potência ativa local, corte este dependente da tensão medida do nó. Por exemplo, a tensão máxima pode ser referida em 1,08 p.u., e caso não atinja este valor não é realizado controlo de potência ativa. Entretanto a partir deste valor é feito um corte de potência proporcional, que é máximo quando a tensão atinge 1,1 p.u. Este controlo permite eliminar, de forma inteligente e local, as extrapolações de limites técnicos de tensão, limitando a produção de potência ativa da microgeração fotovoltaica. Há necessidade de garantir a parametrização de modo a garantir a tensão na rede no intervalo de [0,92; 1,08] p.u. O bloco de controlo projetado pode ser visualizado na Figura 5-70:

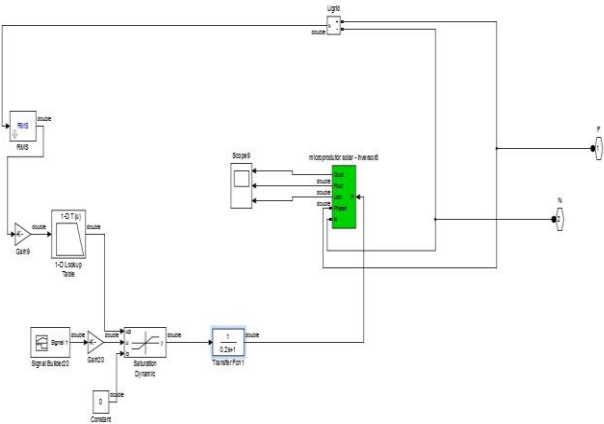


Figura 5-76 - Bloco de Controlo P-V da Microgeração

O bloco de controlo da Figura 5-70 constitui em um sistema realimentado de controlo das tensões do painel fotovoltaico. O componente *Look Up Tables* será selecionado para quatro pontos de tensão, de forma a definir a área de potência em função da tensão. Os pontos seleccionados são, por exemplo:

Tabela 5-2 - Pontos do Gráfico Potência X Tensão

| Pontos | V (p.u) | P (W) |
|--------|---------|-------|
| 1 | 0,92 | 3680 |
| 2 | 1 | 3680 |
| 3 | 1,05 | 3680 |
| 4 | 1,08 | 0 |

A função de transferência será determinada com polos em 0,2s de forma a obter melhor controle de tensão. A lógica de controle do Cenário C.3 deve limitar a potência ativa, evitando unidades de microprodução acima dos limites, indicada como exemplo o valor de 1,08 p.u. O resultado da simulação pode ser visto no gráfico da Figura 5-77:

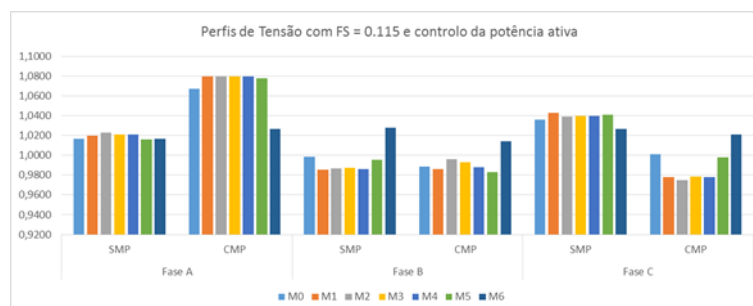


Figura 5-77 - Resultado do Controle da Potencia Ativa

5.5 Sumário e breves conclusões

Com análise ao estudo realizado e apresentação dos resultados, este capítulo demonstra os efeitos da variação dos perfis de tensão em consequência da introdução da microprodução e posteriormente esboça algumas soluções para este impacto, nomeadamente a utilização do OLTC e controle da potência ativa.

Como foi constatado através de resultados dos estudos dos vários cenários a integração de PD ao nível das redes de distribuição de baixa tensão apresenta impactos negativos acentuados principalmente pela predominância da resistência comparada com a reatância nas linhas. Por este motivo os níveis de tensão são proporcionais a potência ativa que a microprodução injeta em cada nó da rede. Desta análise de resultados constata-se que independente dos perfis de carga (fatores de simultaneidade), com a presença de microprodução haverá sempre variação dos perfis de tensão da rede, muitas vezes acima dos valores definidos pela legislação, sendo que, os resultados são mais acentuados quando o consumo na rede (menos cargas) é menor.

Conclui-se que será necessário uma alteração na rede quando temos a PD de modo a reduzir e limitar os impactos da variação dos perfis de tensão. As soluções propostas nesta dissertação buscam o conceito de rede inteligente pois contempla um nível de automação e controle capazes de antecipar-se a perturbações e corrigi-las, ajustando parâmetros de produção. Desta forma teremos uma rede que faz um auto gestão de forma automática de modo a minimizar ou mesmo anular os impactos negativos da introdução da microprodução.

Capítulo 6 - Conclusões

Como foi discutido neste trabalho, a introdução da PD devido aos progressos tecnológicos, estruturais e regulatórios, possuem o potencial para alteração do paradigma do sistema elétrico de energia tanto nacional quanto internacional. Estas mudanças ocorrem tanto do sistema de AT (grandes unidades de geração e transmissão) quanto nos sistemas de MT e BT (sistema de distribuição, geração distribuída e microgeração). Novos conceitos são incorporados como a questão de gestão e controlo de consumo por parte do consumidor ou mesmo contribuir para a produção pela venda de energia ao sistema. Obviamente que estas questões um tanto revolucionárias são suportadas pelo desenvolvimento tecnológico da computação e comunicação de dados e também ao controlo e supervisão dos sistemas de energia elétrica bem como por novas tecnologias de microgeração. Também a maior consciência da sociedade para a vulnerabilidade de abastecimento dos sistemas, a preocupação regulatórias de continuidade e qualidade do fornecimento de energia elétrica e pela preocupação ambiental cada vez mais importantes para a sociedade moderna. Este trabalho visa em parte conscientizar para a importância do desenvolvimento dos conceitos de redes inteligentes e microrredes através do estudo dos impactos da introdução da microprodução numa rede de BT.

O conceito de redes inteligentes é basicamente considerar que uma rede elétrica que consegue de forma otimizada integrar as ações de todos os intervenientes conectados a ela, tanto os produtores, como os consumidores buscando fornecer eletricidade de forma sustentável, económica e tecnicamente segura. As arquiteturas provenientes deste conceito são as microrredes e multi-microrredes que possuem condições de integrar o máximo possível de microgeração nas redes de distribuição de BT, gerindo os impactos negativos já discutidos que por ventura possam ocorrer na rede elétrica.

Quanto aos impactos negativos da introdução da PD este trabalho abordou com mais atenção o efeito de variação dos perfis de tensão. Este efeito é comum nas redes de distribuição de baixa tensão devido à sua característica predominantemente resistiva acoplando de forma muito intensa a tensão e a potência ativa produzida pelas unidades de microgeração. Notou-se que na rede original do caso de estudo, os níveis de tensão não estavam fora dos limites independente do fator de simultaneidade adotado e que este não tinha muita influência nos valores de tensão. Com a inserção de novos produtores como opção de ampliação da rede, notou-se mais intensamente os efeitos da PD nos perfis de tensão, que com o aumento do fator de simultaneidade e aumento do consumo, diminua a problemática do aumento e surgia algumas questões quanto ao limite mínimo de tensão.

No Capítulo 5 pode-se observar que as estratégias de controlo para manter as tensões dentro de limites técnicos dentro de um conceito de redes inteligentes simuladas obtiveram

resultados no mínimo satisfatórios efetivamente colocando todas as tensões da rede dentro dos limites técnicos de operação. Estas estratégias requerem de uma infraestrutura de comunicação e monitorização que deve ser desenvolvida e integrada na rede.

Conclui-se com a simulação, avaliação e comparação das duas estratégias de controlo de tensão a que este trabalho se propôs, foi possível observar o seu sucesso na mitigação do efeito de subida de tensão. Foram atingidos desta forma os objetivos que este trabalho propôs, ou seja, o estudo da rede e esboço de soluções para a problemática que poderia ser detetada. As estratégias de controlo de tensão desenvolvidas constituem ferramentas de apoio à operação da rede, integradas numa estrutura de redes inteligentes.

6.1 Trabalhos Futuros

A proposta apresentada neste trabalho tem como ponto central minimizar a demanda de potência no transformador (evitar incremento de perdas) e o desvio da tensão nos barramentos da rede de baixa tensão considerando a mudança de derivação no OLTC. Foi apresentada uma solução trivial que pode ser aprofundada na operação de sistemas de distribuição, pois este é um problema de otimização multiobjectivo não linear sujeito a um conjunto de restrições de igualdade e desigualdade, e matematicamente pode ser representado do seguinte modo:

$$\begin{aligned} & \text{Min } f_j(u), \quad j = 1, 2 \dots k \\ & \text{sujeito a} \\ & h(x, u) = 0 \\ & x_l \leq \hat{I}x \leq x_u \end{aligned}$$

Onde f_j são as funções objetivo; u é o vetor de variáveis de decisão, i.e., posição do tap nos OLTC, etc., sendo que estas variáveis possuem limite inferior e superior; x é o vetor de variáveis de estado, i.e., tensão nas barras do sistema, fator de potência medido no posto de transformação, etc.; $h(x, u)$ são as restrições do fluxo de potência; x_l e x_u são vetores dos limites inferiores e superiores, respetivamente, das variáveis de estado; \hat{I} é a matriz identidade do tamanho dos vetor da variável de estado. Uma função objetivo de um possível algoritmo de controlo de perfis de tensão e visto que o aumento destes perfis é um dos principais problemas da produção dispersa, pode ser definido da seguinte forma [53]:

$$f = \frac{1}{n} \sum_i (1 - \mu_i)$$

Onde:

$$\mu(V_i) = 0, \quad V_i < V_{min}$$

$$\mu(V_i) = \frac{V_i - V_{min}}{V_n - V_{min}}, V_{min} \leq V_i \leq V_n$$

$$\mu(V_i) = \frac{V_{max} - V_i}{V_{max} - V_n}, V_n \leq V_i \leq V_{max}$$

Onde temos que:

- f = Função objetivo a ser minimizada;
- n = Número de barramentos/nós;
- $\mu(V_i)$ = Função de pertinência triangular;
- V_i = Magnitude da tensão no barramento/nó i ;
- V_{max} = Nível de tensão máxima permitido no sistema;
- V_{min} = Nível de tensão mínima permitido no sistema;
- V_n = Tensão nominal do sistema.

A função de pertinência triangular $\mu(V_i)$, de acordo com o critério técnico de manter a tensão nos nós dentro dos limites, é mostrada na Figura 6-1. Quando o valor $\mu(V_k)$, de um barramento K do sistema está mais próximo de 1,08, o desvio da tensão deste barramento com relação à tensão nominal V_n é menor. Por exemplo, para um possível algoritmo os limites operacionais para este sistema podem ser por exemplo: $V_{min}=0,92$ p.u; $V_{max}=1,08$ pu.

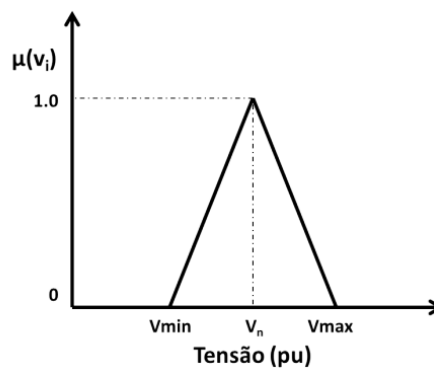


Figura 6-1 - Função Pertinência Triangular [53]

Esta função de otimização pode ser implementada futuramente em linguagem de programação adequada ao DTC, de modo a atuar da forma mais otimizada na OLTC em função das medidas das EB, sendo evidente nesta forma de atuação o modelo de redes inteligentes. A visão integrada para o futuro das redes elétricas busca um novo paradigma de operação, ou seja, um modelo em que existe uma grande componente de produção distribuída, situada ao nível das redes de distribuição, que coexiste com a grande a grande produção, formando um sistema ativo e integrado em todos níveis de exploração. [37]

Portanto em termos que trabalho futuro é uma questão a ser explorada e desenvolvida, de forma a encontrar um algoritmo a implementar no DTC e garantir as mudanças de derivações no OLTC de forma automática e eficiente, garantindo tanto os limites superiores quanto

inferiores. A tecnologia é capaz de robôs lançados no espaço, porém, em muitos casos, depende de telefonemas de consumidores desesperados e deslocamentos de equipes de manutenção para restaurar o fornecimento de energia em uma cidade.

Referências

- [1] “WADE - World Alliance for Decentralized Energy,” [Online]. Available: http://www.localpower.org/deb_solar_photovoltaic_panels.html. [Acedido em 10 11 2014].
- [2] “EDP Energias de Portugal,” [Online]. Available: http://www.a-nossa-energia.edp.pt/mais_melhor_energia/portugal_lideranca_renovaveis.php. [Acedido em 2014 11 23].
- [3] J. Ferreira, “*Avaliação de estratégias de controlo de tensão em redes de baixa tensão com unidades de microgeração*” - *Dissertação de Mestrado*, Porto: FEUP, 2014.
- [4] *Decreto-Lei N.º 168/1999 de 18 de Maio*, 1999.
- [5] A. Fonseca, “*Impacto da Microprodução nos Perfis de Tensão das Redes de Distribuição de Baixa Tensão*” - *Dissertação de Mestrado*, Porto: FEUP, 2012.
- [6] C. Moreira, “Identification and development of microgrids emergency control procedures.”, 2008.
- [7] J. Paiva, *Redes Elétricas de Energia*, Lisboa: pp 50-70, 2013.
- [8] J. Saraiva, J. Silva e M. Leão, *Mercados de Electricidade - Regulação e Tarificação do Uso de Redes*, Porto: FEUP Edições, 2002.
- [9] *Decreto-lei N.º 29/2006 de 15 de fevereiro*, 2006.
- [10] V. Preto, “*Redes de Distribuição Activas*” - *Dissertação de Mestrado*, Porto: FEUP, 2009.
- [11] J. A. P. Lopes, “Impactos Esperados da Penetração em Larga Escala de Micro - Geração na Rede,” 2007.
- [12] “Embedded generation,” 2000.
- [13] P. Schneider Electric, “Qualidade da Energia,” em *Workshop: Instalações Eléctricas de Baixa Tensão*, 2003.
- [14] EDP, *Manual da Qualidade da Energia Eléctrica*, Departamento de Engenharia Electrotécnica da Universidade de Coimbra, 2005.
- [15] “QEnergia,” [Online]. Available: <https://ise.ualg.pt/home/sites/default/files/ise/Electrica/qenergia.pdf>. [Acedido em 01 11 2014].
- [16] T. Neiva, “*A Protecção de Distância na Presença de Geração*” - *Dissertação de Mestrado*, 2013.

- [17] C. Moreira, *Identification and Development of Microgrids Emergency Control Procedures - PhD thesis*, Porto : FEUP, 2008.
- [18] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley e D. e. S. G. Kirschen, “Embedded generation,” *The Institution of Electrical Engineers Power Engineering Series*, 2000.
- [19] “Portal de Energias Renováveis,” [Online]. Available: <http://www.portal-energia.com/sistemas-microgeracao/>. [Acedido em 27 11 14].
- [20] “Célula Combustível,” Stefanelli, [Online]. Available: <http://www.stefanelli.eng.br/webpage/celula-combustivel/celula-a-combustivel.html>. [Acedido em 02 12 2014].
- [21] “Tecnologias de Micro-geração e Sistemas Periféricos - Microturbinas Eólicas,” [Online]. Available: <http://www.ceeeta.pt/>. [Acedido em 24 11 2014].
- [22] A. Estanqueiro e T. Simões, “Aproveitamento de energia eólica em ambiente urbano construído.,” *RENOVAVÉIS MAGAZINE*, pp. 44-48., 2010.
- [23] A. Estanqueiro e T. Simões, *Aproveitamento de Energia Eólica em Ambiente Urbano construído*, RENOAVÉIS MAGAZINE, 2010.
- [24] F. Dias, *Soluções técnicas para o projecto de edifícios de habitação incorporando soluções próprias de produção de energia*, Porto: FEUP, 2009.
- [25] “Centro de Energia Eólica,” PUC/RS, [Online]. Available: <http://www.pucrs.br/ce-eolica/faq.php?q=21#21>. [Acedido em 22 10 2014].
- [26] R. Castro, *Uma Introdução às Energias Renováveis - eólica, fotovoltaica e mini-hídrica*, Lisboa: IST, 2012.
- [27] L. Nascimento, *Inversor Fotovoltaico de Estágio Único*, Lisboa: IST, 2009.
- [28] “European Research and Development project MICROGRIDS,” [Online]. Available: <http://www.microgrids.eu/default.php>. [Acedido em 01 12 2014].
- [29] J. Oyarzabal, J. A. P. Lopes., N. Hatziaargyriou, A. Madureira e C. e. A. A. Moreira, “MICROGRIDS: Large Scale Integration of Microgeneration to Low Voltage Grids,” *Report on Socio-Economic Evaluation of MicroGrids*, 2012.
- [30] J. A. P. Lopes, “Energias Renováveis”.
- [31] C. Bonne, *Despacho de Microgeração em um ambiente de Microrede*, Porto Alegre: UFRGS, 2013.
- [32] “EDP Distribuição- Redes Inteligentes,” EDP, [Online]. Available: <http://www.edpdistribuicao.pt/pt/rede/InovGrid/Pages/aEdpBox.aspx>. [Acedido em 01 12 2014].
- [33] “The Green Grid: Energy Savings and Carbon Emissions Reductions Enabled by a Smart Grid,” Electric Power Research Institute, 2008.

- [34] D. Falção, Escritor, *Smart Grids e Microredes: o futuro já é presente*. [Performance]. COPPE/UFRJ.
- [35] A. Keyhani e M. Marwali, *Smart Power Grids*, 2011.
- [36] R. Prata, H. Craveiro, C. Santos e E. e Quaresma, *SmartGrid role in reducing electrical losses - the InovGrid experience,*” in *Electrical Power Quality and Utilisation (EPQU)*, Lisboa: 11th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, 2011.
- [37] J. A. P. Lopes, A. Mesias e e. R. Gonçalves, “Redes de energia inteligentes como contributo de engenharia Portuguesa para o desenvolvimento sustentável,” *Ingenium - Revista da ordem dos engenheiros*, pp. 44-47., 2009.
- [38] “EDP Renováveis,” [Online]. Available: <http://www.edpsu.pt/pt/PRE/renovaveis/Pages/regulamentacao.aspx>. [Acedido em 02 01 2015].
- [39] *Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de Outubro*, 2014.
- [40] M. Azevedo, “Seminário sobre Autoconsumo,” Porto, 2014.
- [41] N. Neusel-Lange, C. Oerter e M. e Zdrallek, *State identification and automatic control of smart low voltage grids*, 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, 2012.
- [42] C. Gouveia, D. Rua, F. Ribeiro, C. Moreira e e. J. A. P. Lopes, *Experimental Smart Grid: Enabling the deployment of EV and DER*, Porto: PowerTech (POWERTECH) 2013 IEEE Grenoble, pp. 1-6, 2013., 2013.
- [43] A. Einfalt, F. Kupzog, F. Brunner e A. e Lugmaier, *Control strategies for smart low voltage grids - the Project DG DemoNet - Smart LV Grid*, em *CIREN 2012 Workshop: Integration of Renewables into the Distribution Grid*, pp. 238-238, IET, 2012., 2012.
- [44] A. Madureira, C. Gouveia, C. Moreira, L. Seca e J. A. P. Lopes, “Coordinated management of distributed energy resources in electrical distribution systems,” em *Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), 2013 IEEE PES Conference On*, São Paulo, 2013.
- [45] A. Sultanis e N. Engler, *Droop control in LV-grids*, Amsterdam: International Conference on Future Power Systems - IEEE, 2005.
- [46] P. Alcaria, *Reguladores Ativos de Tensão para a Rede de Distribuição BT*, Lisboa: IST, 2012.
- [47] R. Rensi e J. Reason, *Why transformer buyers must understand load-tap changers*, *Electrical World*;Jun95, Vol. 209 Issue 6, p21, 1995.
- [48] “DPlan,” [Online]. Available: <http://www.dplan.net/>. [Acedido em 02 01 2014].

- [49] “Mathworks- SimPowerSystems,” [Online]. Available:
<http://www.mathworks.com/help/toolbox/physmod/powersys/ref/threephasetransf>.
[Acedido em 23 10 2014].
- [50] *Decreto-Lei n.º 118-A/2010 de 25 de outubro*, 2010.
- [51] “Kaco Powador 3500xi,” [Online]. Available:
http://www.bioespaco.com/docs/KACO_Powador_3500xi.pdf. [Acedido em 23 10 2014].
- [52] Fluke, “Fluke 1760 - Power Quality Recorder,” Fluke, [Online]. Available:
<http://www.fluke.com/fluke/ptpt/Ferramentas-de-Qualidade-de-Energia/Corrente-trifasica/Fluke-1760.htm?PID=56031>. [Acedido em 22 10 2014].
- [53] D. Rodezno, *Controle de Tensão e Reativos em Redes de Distribuição Elétrica*, Ilha Solteira: Universidade Estadual Paulista, 2014.
- [54] J. Saraiva, *Mercados de Eletricidade*, 2002.
- [55] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans e W. e D’haeseleer, *Distributed generation: definition, benefits and issues*, Leuven: Energy Policy - Volume 33, Issue 6, April 2005, Pages 787-798, 2003.
- [56] V. Azevedo, “Democracia Energética,” INESC Porto, [Online]. Available:
<http://www.inesctec.pt/noticias-eventos/nos-na-imprensa/democracia-energetica>.
[Acedido em 10 12 2014].
- [57] T. Ackermann, G. Andersson e L. e Söder, “Distributed generation: a definition,” *Electric Power Systems Research*, pp. Volume 57, Issue 3, 20 April 2001, Pages 195-204, Junho 2001.
- [58] *Decreto-Lei n.º 312/2001 de 10 de Dezembro*, 2001.

Anexos:

ANEXO A - Dados da Rede

Tabela 0-1 — Características dos cabos.

| De (i) | Para (j) | Tipo de Cabo | L(Km) | R [Ω] (F-N) | X [Ω] (F-N) |
|--------|----------|--------------|--------|----------------------|----------------------|
| 0 | 1 | LXS 4x50+16 | 0,0155 | 0,0099 | 0,0017 |
| 1 | 2 | LXS 4x50+16 | 0,0336 | 0,0215 | 0,0037 |
| 2 | 3 | LXS 4x50+16 | 0,0522 | 0,0334 | 0,0057 |
| 2 | 4 | LXS 2x16 | 0,0103 | 0,0197 | 0,0039 |
| 3 | 5 | LXS 4x50+16 | 0,0451 | 0,0289 | 0,0050 |
| 3 | 6 | LXS 4x16 | 0,0347 | 0,0663 | 0,0132 |
| 5 | 7 | LXS 4x50+16 | 0,0462 | 0,0296 | 0,0051 |
| 5 | 8 | LXS 4x16 | 0,0271 | 0,0518 | 0,0103 |
| 5 | 9 | LXS 4x16 | 0,0341 | 0,0651 | 0,0130 |
| 5 | 10 | LXS 4x16 | 0,0076 | 0,0145 | 0,0029 |
| 6 | 11 | LXS 4x16 | 0,0398 | 0,0760 | 0,0151 |
| 7 | 12 | LXS 4x50+16 | 0,0318 | 0,0204 | 0,0035 |
| 12 | 13 | LXS 4x50+16 | 0,0312 | 0,0200 | 0,0034 |
| 12 | 14 | LXS 4x16 | 0,0172 | 0,0329 | 0,0065 |
| 12 | 15 | LXS 2x16 | 0,0291 | 0,0556 | 0,0111 |
| 12 | 16 | LXS 4x16 | 0,0092 | 0,0176 | 0,0035 |
| 13 | 17 | LXS 4x50+16 | 0,0440 | 0,0282 | 0,0048 |
| 14 | 18 | LXS 4x16 | 0,0083 | 0,0159 | 0,0032 |
| 14 | 19 | LXS 4x16 | 0,0052 | 0,0099 | 0,0020 |
| 17 | 20 | LXS 5x16 | 0,0239 | 0,0456 | 0,0091 |
| 17 | 21 | LXS 4x25+16 | 0,0476 | 0,0571 | 0,0086 |
| 17 | 22 | LXS 4x25+16 | 0,0481 | 0,0577 | 0,0087 |
| 20 | 23 | LXS 5x16 | 0,0321 | 0,0613 | 0,0122 |
| 20 | 24 | LXS 4x16 | 0,0062 | 0,0118 | 0,0024 |
| 21 | 25 | LXS 4x25+16 | 0,0488 | 0,0586 | 0,0088 |
| 22 | 26 | LXS 4x25+16 | 0,0482 | 0,0578 | 0,0087 |
| 22 | 27 | LXS 4x16 | 0,0058 | 0,0111 | 0,0022 |
| 23 | 28 | LXS 5x16 | 0,0419 | 0,0800 | 0,0159 |

| | | | | | |
|----|----|-------------|--------|--------|--------|
| 25 | 29 | LXS 4x25+16 | 0,0508 | 0,0610 | 0,0091 |
| 26 | 30 | LXS 4x25+16 | 0,2325 | 0,2790 | 0,0419 |
| 26 | 31 | LXS 4x16 | 0,0528 | 0,1008 | 0,0201 |
| 28 | 32 | LXS 5x16 | 0,0428 | 0,0817 | 0,0163 |
| 28 | 33 | LXS 4x16 | 0,0100 | 0,0191 | 0,0038 |
| 29 | 34 | LXS 4x25+16 | 0,0481 | 0,0577 | 0,0087 |
| 30 | 35 | LXS 4x25+16 | 0,0484 | 0,0581 | 0,0087 |
| 30 | 36 | LXS 4x16 | 0,0246 | 0,0470 | 0,0093 |
| 30 | 37 | VV 2X6 | 0,0067 | 0,0000 | 0,0000 |
| 32 | 38 | LXS 5x16 | 0,0491 | 0,0938 | 0,0187 |
| 34 | 39 | LXS 4x25+16 | 0,0465 | 0,0558 | 0,0084 |
| 35 | 40 | LXS 4x25+16 | 0,0471 | 0,0565 | 0,0085 |
| 36 | 41 | LXS 4x16 | 0,0342 | 0,0653 | 0,0130 |
| 36 | 42 | LXS 4x16 | 0,0130 | 0,0248 | 0,0049 |
| 36 | 43 | VV 2X6 | 0,0077 | 0,0000 | 0,0000 |
| 38 | 44 | LXS 4x16 | 0,0085 | 0,0162 | 0,0032 |
| 39 | 45 | LXS 4x25+16 | 0,0312 | 0,0374 | 0,0056 |
| 40 | 46 | LXS 4x25+16 | 0,0456 | 0,0547 | 0,0082 |
| 41 | 47 | LXS 4x16 | 0,0225 | 0,0430 | 0,0086 |
| 45 | 48 | LXS 4x25+16 | 0,0384 | 0,0461 | 0,0069 |
| 46 | 49 | LXS 5x16 | 0,0395 | 0,0754 | 0,0150 |
| 48 | 50 | LXS 4x25+16 | 0,0517 | 0,0620 | 0,0093 |
| 49 | 51 | LXS 2x16 | 0,0081 | 0,0155 | 0,0031 |
| 49 | 52 | LXS 5x16 | 0,0470 | 0,0898 | 0,0179 |
| 50 | 53 | LXS 4x25+16 | 0,0503 | 0,0604 | 0,0091 |
| 52 | 54 | LXS 5x16 | 0,0424 | 0,0810 | 0,0161 |
| 53 | 55 | LSVAV 4x16 | 0,0141 | 0,0000 | 0,0000 |
| 53 | 56 | LXS 4x16 | 0,0146 | 0,0279 | 0,0055 |
| 54 | 57 | LXS 5x16 | 0,0462 | 0,0882 | 0,0176 |

ANEXO B - Simulações de Rede

Tabela 0-2 - Cenário A: Dados dos Perfis de Tensão e Corrente nas Fases A, B e C antes da inserção da microprodução (t=4s) e após inserção da microprodução (t=7s) para FS = 0.23

| | FASE A | | FASE B | | FASE C | |
|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| | SMP | CMP | SMP | CMP | SMP | CMP |
| V0_2 | 1,0180 | 1,0160 | 1,0190 | 1,0180 | 1,0220 | 1,0125 |
| V17_53 | 1,0090 | 1,0510 | 0,9876 | 0,9714 | 1,0390 | 1,0180 |
| I17_53 | 6,5570 | 6,4100 | 6,5570 | 6,4900 | 9,5670 | 11,9500 |

Tabela 0-3 - Cenário A.1: Dados dos Perfis de Tensão e Corrente nas Fases A, B e C antes da inserção da microprodução (t=4s) e após inserção da microprodução (t=7s) para FS = 0.069

| | FASE A | | FASE B | | FASE C | |
|----------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| | SMP | CMP | SMP | CMP | SMP | CMP |
| V0_2 | 1,0250 | 1,0230 | 1,0270 | 1,0260 | 1,0260 | 1,0290 |
| V17_53 | 1,0170 | 0,9972 | 1,0310 | 1,0190 | 1,0250 | 1,0600 |
| I_L17_53 | 2,0050 | 1,9820 | 2,0050 | 1,9820 | 5,53 | 14,1900 |

Tabela 0-4 - Cenário A.2: Dados dos Perfis de Tensão e Corrente nas Fases A, B e C antes da inserção da microprodução (t=4s) e após inserção da microprodução (t=7s) para FS = 0.092

| | FASE A | | FASE B | | FASE C | |
|----------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| | SMP | CMP | SMP | CMP | SMP | CMP |
| V0_2 | 1,0240 | 1,0220 | 1,0260 | 1,0250 | 1,0250 | 1,0290 |
| V17_53 | 1,0160 | 0,9959 | 1,0280 | 1,0170 | 1,0250 | 1,0590 |
| I_L17_53 | 2,6660 | 2,6370 | 2,6660 | 2,6370 | 6,0540 | 13,8000 |

Tabela 0-5 - Cenário A.3: Dados dos Perfis de Tensão e Corrente nas Fases A, B e C antes da inserção da microprodução (t=4s) e após inserção da microprodução (t=7s) para FS = 0.115

| | FASE A | | FASE B | | FASE C | |
|----------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| | SMP | CMP | SMP | CMP | SMP | CMP |
| V0_2 | 1,0230 | 1,0210 | 1,0250 | 1,0240 | 1,0250 | 1,0280 |
| V17_53 | 1,0140 | 0,9950 | 1,0260 | 1,0140 | 1,0260 | 1,0590 |
| I_L17_53 | 3,3220 | 3,2860 | 3,3220 | 3,2860 | 6,6010 | 13,4200 |

Tabela 0-6 - Cenário B: Dados dos Perfis de Tensão nas Fases A, B e C antes da inserção da microprodução (t=4s) e após inserção da microprodução (t=7s) para FS = 0.23

| | FASE A | | FASE B | | FASE C | |
|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | SMP | CMP | SMP | CMP | SMP | CMP |
| V17_53 | 1,0050 | 1,0290 | 0,9987 | 0,9814 | 1,0330 | 1,0300 |
| V26_30 | 1,0090 | 1,0510 | 0,9876 | 0,9714 | 1,0390 | 1,0180 |
| V30_36 | 1,0070 | 1,0560 | 0,9893 | 0,9663 | 1,0410 | 1,0180 |
| V36_41 | 1,0060 | 1,0590 | 0,9636 | 1,0370 | 1,0430 | 1,0190 |

Tabela 0-7 - Cenário B1: Dados dos Perfis de Tensão nas Fases A, B e C antes da inserção da microprodução (t=4s) e após inserção da microprodução (t=7s) para FS = 0.069

| | FASE A | | FASE B | | FASE C | |
|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | SMP | CMP | SMP | CMP | SMP | CMP |
| V17_53 | 1,0200 | 1,0460 | 1,0140 | 0,9945 | 1,0350 | 1,0250 |
| V26_30 | 1,0190 | 1,0660 | 1,0060 | 0,9881 | 1,0390 | 1,0150 |
| V30_36 | 1,0190 | 1,0700 | 1,0040 | 0,9832 | 1,0410 | 1,0150 |
| V36_41 | 1,0180 | 1,0750 | 1,0030 | 0,9805 | 1,0430 | 1,0150 |

Tabela 0-8 - Cenário B2 - Dados dos Perfis de Tensão nas Fases A, B e C antes da inserção da microprodução (t=4s) e após inserção da microprodução (t=7s) para FS = 0.092

| | FASE A | | FASE B | | FASE C | |
|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | SMP | CMP | SMP | CMP | SMP | CMP |
| V17_53 | 1,0160 | 1,0430 | 1,0120 | 0,9930 | 1,0340 | 1,0300 |
| V26_30 | 1,0180 | 1,0640 | 1,0030 | 0,9858 | 1,0400 | 1,0160 |
| V30_36 | 1,0170 | 1,0700 | 1,0010 | 0,9806 | 1,0410 | 1,0190 |
| V36_41 | 1,0160 | 1,0730 | 1,0010 | 0,9779 | 1,0430 | 1,0190 |

Tabela 0-9 - Cenário B3 - Dados dos Perfis de Tensão nas Fases A, B e C antes da inserção da microprodução (t=4s) e após inserção da microprodução (t=7s) para FS = 0.115

| | FASE A | | FASE B | | FASE C | |
|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | SMP | CMP | SMP | CMP | SMP | CMP |
| V17_53 | 1,0140 | 1,0410 | 1,0090 | 0,9905 | 1,0350 | 1,0350 |
| V26_30 | 1,0160 | 1,0620 | 0,9996 | 0,9826 | 1,0400 | 1,0400 |
| V30_36 | 1,0150 | 1,0680 | 0,9982 | 0,9775 | 1,0420 | 1,0420 |

V36_41 1,0150 1,0700 0,9974 0,9747 1,0440 1,0440

Tabela 0-10 Cenário C: Dados dos Perfis de Tensão nas Fases A, B e C antes da inserção da microprodução (t=4s) e após inserção da microprodução (t=7s) para FS = 0.23

| | | FASE A | | FASE B | | FASE C | |
|--------|----|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | SMP | CMP | SMP | CMP | SMP | CMP |
| V17_53 | M0 | 1,0700 | 1,0510 | 0,9885 | 0,9796 | 1,0350 | 1,0040 |
| V36_41 | M1 | 1,0100 | 1,0800 | 0,9743 | 0,9733 | 1,0430 | 0,9837 |
| V30_49 | M2 | 1,015 | 1,073 | 0,9747 | 0,9831 | 1,038 | 0,9801 |
| V26_30 | M3 | 1,0130 | 1,0730 | 0,9761 | 0,9806 | 1,0390 | 0,9832 |
| V30_36 | M4 | 1,0110 | 1,0780 | 0,9750 | 0,9760 | 1,0410 | 0,9828 |
| V28_38 | M5 | 1,007 | 1,065 | 0,9865 | 0,9734 | 1,04 | 1,001 |
| V0_2 | M6 | 1,01 | 1,02 | 1,012 | 1,009 | 1,023 | 1,018 |

Tabela 0-11 - Cenário C1: Dados dos Perfis de Tensão nas Fases A, B e C antes da inserção da microprodução (t=4s) e após inserção da microprodução (t=7s) para FS = 0.069

| | | FASE A | | FASE B | | FASE C | |
|--------|----|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | SMP | CMP | SMP | CMP | SMP | CMP |
| V17_53 | M0 | 1,0200 | 1,0720 | 1,0030 | 0,9945 | 1,0360 | 0,9938 |
| V36_41 | M1 | 1,0230 | 1,1010 | 0,9910 | 0,9920 | 1,0420 | 0,9747 |
| V30_49 | M2 | 1,026 | 1,092 | 0,9927 | 1,003 | 1,038 | 0,972 |
| V26_30 | M3 | 1,0250 | 1,0520 | 0,9934 | 0,9993 | 1,0390 | 0,9752 |
| V30_36 | M4 | 1,0240 | 1,0980 | 0,9919 | 0,9945 | 1,0410 | 0,9746 |
| V28_38 | M5 | 1,02 | 1,085 | 0,9995 | 0,9882 | 1,041 | 0,9949 |
| V0_2 | M6 | 1,019 | 1,03 | 1,02 | 1,017 | 1,028 | 1,022 |

Tabela 0-12 - Cenário C2 - Dados dos Perfis de Tensão nas Fases A, B e C antes da inserção da microprodução (t=4s) e após inserção da microprodução (t=7s) para FS = 0.092

| | | FASE A | | FASE B | | FASE C | |
|--------|----|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | SMP | CMP | SMP | CMP | SMP | CMP |
| V17_53 | M0 | 1,0180 | 1,0690 | 1,0010 | 0,9922 | 1,0360 | 1,0000 |
| V36_41 | M1 | 1,0210 | 1,1000 | 0,9987 | 0,9910 | 1,0420 | 0,9763 |
| V30_49 | M2 | 1,024 | 1,09 | 0,9901 | 0,994 | 1,038 | 0,9736 |

| | | | | | | | |
|--------|----|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| V26_30 | M3 | 1,0230 | 1,0900 | 0,9907 | 0,9964 | 1,0400 | 0,9767 |
| V30_36 | M4 | 1,0220 | 1,1000 | 0,9894 | 0,9916 | 1,0410 | 0,9763 |
| V28_38 | M5 | 1,018 | 1,082 | 0,9979 | 0,9857 | 1,041 | 0,9963 |
| V0_2 | M6 | 1,018 | 1,028 | 1,019 | 1,016 | 1,027 | 1,029 |

Tabela 0-13 - Cenário C3 - Dados dos Perfis de Tensão nas Fases A, B e C antes da inserção da microprodução (t=4s) e após inserção da microprodução (t=7s) para FS = 0.115

| | | FASE A | | FASE B | | FASE C | |
|--------|----|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | SMP | CMP | SMP | CMP | SMP | CMP |
| V17_53 | M0 | 1,0170 | 1,0670 | 0,9984 | 0,9885 | 1,0360 | 1,0010 |
| V36_41 | M1 | 1,0200 | 1,1000 | 0,9856 | 0,9859 | 1,0430 | 0,9780 |
| V30_49 | M2 | 1,023 | 1,087 | 0,9868 | 0,9961 | 1,039 | 0,9752 |
| V26_30 | M3 | 1,0210 | 1,0870 | 0,9877 | 0,9932 | 1,0400 | 0,9788 |
| V30_36 | M4 | 1,0210 | 1,0920 | 0,9863 | 0,9883 | 1,0400 | 0,9779 |
| V28_38 | M5 | 1,016 | 1,078 | 0,9955 | 0,9831 | 1,041 | 0,9982 |
| V0_2 | M6 | 1,017 | 1,027 | 1,028 | 1,014 | 1,027 | 1,021 |

ANEXO C - Simulações de Rede com Controlo de Tensão

Tabela 0-14 - Dados dos Perfis de Tensão nas Fases A, B e C antes da inserção da microprodução (t=4s) e após inserção da microprodução (t=7s) para FS = 0.115 e com tensão de fase 1.00pu

| | | FASE A | | FASE B | | FASE C | |
|--------|----|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | SMP | CMP | SMP | CMP | SMP | CMP |
| V17_53 | M0 | 0,9866 | 1,0380 | 0,9681 | 0,9589 | 1,0070 | 0,9703 |
| V36_41 | M1 | 0,9897 | 1,0670 | 0,9552 | 0,9557 | 1,0130 | 0,9464 |
| V30_49 | M2 | 0,9931 | 1,059 | 0,9565 | 0,9663 | 1,009 | 0,9435 |
| V26_30 | M3 | 0,9916 | 1,0590 | 0,9574 | 0,9631 | 1,0100 | 0,9466 |
| V30_36 | M4 | 0,9907 | 1,0650 | 0,9560 | 0,9586 | 1,0120 | 0,9461 |
| V28_38 | M5 | 0,9861 | 1,05 | 0,9652 | 0,9526 | 1,011 | 0,9667 |
| V0_2 | M6 | 0,9866 | 0,9972 | 0,9878 | 0,9843 | 0,9968 | 0,9914 |

Tabela 0-15 - Dados dos Perfis de Tensão nas Fases A, B e C antes da inserção da microprodução (t=4s) e após inserção da microprodução (t=7s) para FS = 0.115 e com tensão de fase 1.01pu

| | | FASE A | | FASE B | | FASE C | |
|--------|----|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | SMP | CMP | SMP | CMP | SMP | CMP |
| V17_53 | M0 | 0,9966 | 1,0480 | 0,9782 | 0,9691 | 1,1017 | 0,9806 |
| V36_41 | M1 | 0,9997 | 1,0770 | 0,9653 | 0,9657 | 1,0230 | 0,9569 |
| V30_49 | M2 | 1,003 | 1,068 | 0,9665 | 0,9761 | 1,019 | 0,9539 |
| V26_30 | M3 | 1,0020 | 1,0680 | 0,9674 | 0,9732 | 1,0200 | 0,9573 |
| V30_36 | M4 | 1,0010 | 1,0740 | 0,9661 | 0,9684 | 1,0222 | 0,9568 |
| V28_38 | M5 | 0,9963 | 1,06 | 0,9976 | 0,9944 | 1,021 | 0,977 |
| V0_2 | M6 | 0,9966 | 1,007 | 0,9976 | 0,9944 | 1,007 | 1,001 |

ANEXO D - Exemplos de Medições Realizadas

Tabela 0-16 - Tensões na saída do transformador 15kV/400V

| Hora | L1mín (V) | L1méd (V) | L1máx (V) |
|----------|-----------|-----------|-----------|
| 10:09:21 | 234,6 | 234,6 | 251,2 |
| 10:24:21 | 235,5 | 236,4 | 237,3 |
| 10:39:21 | 235,5 | 236,3 | 237,3 |

| | | | |
|----------|-------|-------|-------|
| 10:54:21 | 235,5 | 236,3 | 237,2 |
| 11:09:21 | 235,1 | 235,9 | 236,7 |
| 11:24:21 | 234,9 | 235,7 | 236,7 |
| 11:39:21 | 234,9 | 235,7 | 236,7 |
| 11:54:21 | 235,3 | 236,8 | 238,1 |
| 12:09:21 | 236,9 | 237,6 | 238,5 |

Com estas medidas é possível ajustar a amplitude da tensão de forma realista e alterar no modelo de simulação.

Tabela 0-17 - Tensões no microprodutor

| Hora | L1mín (V) | L1méd (V) | L1máx (V) |
|----------|-----------|-----------|-----------|
| 12:33:02 | 236,3 | 236,3 | 238,5 |
| 12:48:02 | 208,2 | 236 | 243,8 |
| 13:03:02 | 210,8 | 239,2 | 249,4 |
| 13:18:02 | 202,2 | 235,8 | 250,4 |
| 13:33:02 | 215,8 | 240,1 | 241,9 |
| 13:48:02 | 199,9 | 232 | 243,1 |
| 14:03:02 | 211,8 | 232,7 | 241,7 |
| 14:18:02 | 210,6 | 234,4 | 240,7 |
| 14:33:02 | 203,3 | 237,1 | 245,6 |
| 14:48:02 | 211,1 | 236,7 | 240,6 |
| 15:03:02 | 205,8 | 232,3 | 242,9 |
| 15:18:02 | 207,8 | 230,7 | 241,8 |
| 15:33:02 | 213,9 | 232,3 | 242,5 |
| 15:48:02 | 216,7 | 234,8 | 239,8 |
| 16:03:02 | 217 | 232,5 | 240,1 |
| 16:18:02 | 214,4 | 230,7 | 239,7 |
| 17:33:02 | 206,1 | 228,3 | 240,4 |
| 17:48:02 | 200,7 | 228,6 | 238,6 |